

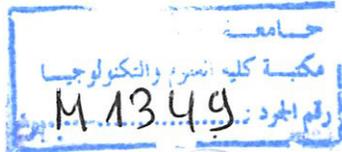
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSENGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DE JIJEL

Faculté des Sciences & de la Technologie
Département d'Electronique

M/ELE.A.S
2013/04

01/02



Mémoire de fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de **Master II**

En **Electronique**

Option : **Electronique & Analyse des Systèmes**

Thème :

**Contrôle MPPT Hybride pour l'amélioration
des performances des systèmes PV**

Dirigé par:

Dr. A. SOUKKOU

Réalisé par:

Mr. BRIGHEN Aniss

Promotion 2013

REMERCIEMENTS

Je remercie en premier lieu Allah qui m'a donné ce bien là et pour que je vie ce jour et la force et la patience pour terminer ce travail.

*Je tiens à exprimer mes remerciements à mon encadreur
Dr.A.SOUKOU qui a proposé et dirigé ce travail.*

Je remercie monsieur le président de jury, ainsi que les membres de jury d'avoir accepté de juger ce travail.

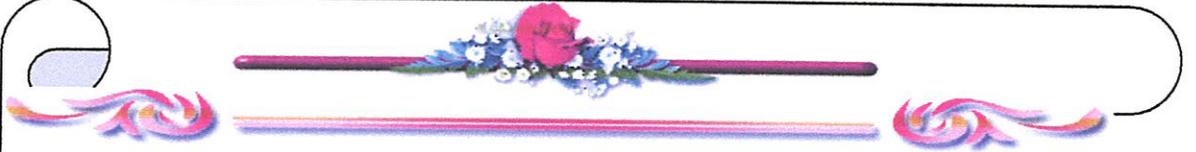
Je tiens à remercier les responsables et tout le personnel du département d'Electronique de JIJEL pour les facilités qu'ils m'ont accordés pour terminer ce travail.

Le travail de mémoire que j'ai effectué doit beaucoup à certaines personnes que je tiens à les remercier sincèrement.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma formation et à l'élaboration de ce modeste mémoire.

A tous, un grand Merci.

Dédicace



De tout mon cœur, je dédie ce modeste travail.

A celle qui m'a comblée d'amour et de tendresse, A la bougie qui m'a éclairé le bon chemin, ma chère mère.

A celui qui ma donné le meilleur de lui- même, mon cher père.

A tout ma famille Brighen.

A tout mes amis (es) .et sur tant B, F

Et n'oublie pas toujours mon encadreur pour tous ses efforts et pour tout l'aide ... C'est pour toi « A. Soukkou »

*A tous mes collègues d'électronique LMD de l'université de Tiji
promotion 2013.*

إن الذين نحبهم ونعزهم مكانتهم ليست بين الأسطر والصفحات، لأن مقامهم أجل و أعلى
فالقلب سكناهم والذكرى ذكراهم، و القلب لن ينساهم.

A tous ceux que j'aime.



Table des Matières

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Table des Matières	iii
Liste des figures et tableaux	viii
Liste des notations	xii
Introduction générale	1
<i>Energie Solaire Photovoltaïque</i>	
1.1. Introduction à l'énergie photovoltaïque	3
1.2. Effet photovoltaïque	4
1.3. Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque	4
1.4. Énergie solaire	5
1.4.1. Spectre du rayonnement	6
1.4.2. Durée d'insolation	7
1.4.3. Cellule photovoltaïque	7
1.4.4. Modélisation de la cellule PV	8
1.4.5. Modèle électrique d'une cellule PV	8
1.5. Types de cellules	9
1.5.1. Modélisation électriques d'une cellule PV	9
1.5.2. Caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques	11
a) Courant de court-circuit, I_{CC}	11

b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}	11
c) Puissance maximale	11
d) Facteur de qualité	12
e) Facteur de forme	12
f) Rendement d'une cellule solaire	13
1.5.3. Module photovoltaïque	13
1.5.3.1 Caractéristiques électriques des modules PV	13
1.5.3.2. Les zones de Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque	15
1.5.3.3. Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$	16
a)Influence de l'éclairement	16
b) Influence de la température	17
c) Influence de la résistance shunt	17
d) Influence de facteur de qualité	18
1.5.3.4 Types d'association des modules solaires	18
a) Association série	19
b) Association Parallèle	19
c)Association mixte (Série + Parallèle)	20
1.5.3.5. Caractéristiques de module PV	21
1.6. Éléments d'un système PV	22
1.6.1. Générateur Photovoltaïque	22
1.6.2. Protection des modules PV	23
1.7. Batterie	24
1.7.1. Type de batteries	24
a) Batterie avec accumulateurs au plomb-acide	24

b) Batterie avec accumulateur au nickel-cadmium	24
1.8. Convertisseurs statiques DC/DC	25
a) Convertisseur élévateur (Boost)	26
b) Convertisseur abaisseur (Buck)	26
1.9. Onduleur DC-AC	27
1.10. Méthodes de recherches et de poursuite du Point de Puissance Maximal	28
1.10.1. État de l'art de la commande MPP	29
1.10.2. Nécessité de la commande MPPT	29
1.10.3. Mise en œuvre de la commande	29
1.11. Étude de cas	30
1.11.1. Méthode Perturbation et Observation (P&O)	30
1.11.2. Conductance incrémentale	32
1.11.3. Contre réaction du courant	33
1.11.4. Asservissement de la tension du GPV	33
a) Tension de référence fixe	34
b) Tension de référence variable	34
1.12. Avantages et inconvénients d'une installation PV	35
1.12.1. Avantages	35
1.12.2. Inconvénients	35
1.13. Conclusion	36

OUTILS D'OPTIMISATION : LES ALGORITHMES GENETIQUES

2.1. Introduction	37
2.2. Principe de fonctionnement des AGs	37

2.3.	Codage	40
2.4.	Evaluation	41
2.5.	Mécanisme d'un AG standard	43
2.5.1.	Sélection	43
a.	Sélection par roue de fortune	43
b.	Sélection par rang	44
c.	Sélection aléatoire	44
d.	Sélection par compétition	44
2.5.2.	Reproduction	45
a.	Opérateurs de croisement	45
a.1.	Croisement simple	45
a.2.	Croisement arithmétique simple	46
b.	Opérateurs de mutation	46
2.6.	Amélioration des performances de l'AG standard	47
2.7.	Conception des lois de commande PID par les AGs	48
2.7.1.	Algorithme de commande	48
2.8.	Conclusions	50
Contrôle MPPT Hybride pour l'amélioration des performances des systèmes PV		
3.1.	Introduction	51
3.2.	Description du système	52
3.2.1.	Modélisation du GPV	52
3.2.2.	Caractéristique électrique du module <i>PV BP MSX 120S</i>	53
3.2.3.	Adaptation d'impédance	54
3.3.	Techniques intelligentes pour la commande MPPT	56

3.4.	Principe de poursuite du PPM	57
3.5.	Contrôle du PPM	57
3.5.1.	La méthode Perturber et Observer (P&O)	58
3.6.	Simulations et évaluations	59
3.6.1.	Simulation d'un <i>PV BP MSX 120S</i> par la commande P&O	60
3.6.2.	Simulation d'un panneau BP MSX 120S par PID classique	61
3.6.3.	Contrôle MPPT hybride : P&O - PID	62
3.6.3.1.	Mise en cascade P&O-PID	62
3.6.3.2.	Mise en parallèle P&O-PID	63
3.7.	Application des AGs pour l'optimisation des paramètres du PID	64
3.8.	Conclusion	67
	Conclusion générale et perspectives	68
	ANNEXE	70
	Références bibliographiques	87

Liste des figures

Fig.1.1. <i>La répartition spectrale du rayonnement solaire</i>	6
Fig.1.2. <i>Structure d'une cellule</i>	8
Fig. 1.3. <i>Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement</i>	8
Fig. 1.4. <i>Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque</i>	10
Fig.1.5. <i>Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV (BPMSX120)</i>	15
Fig. 1.6. <i>Les différentes zones de caractéristique $I(V)$ d'un module PV</i>	16
Fig. 1.7. <i>Influence de l'éclairement sur le module PV</i>	16
Fig. 1.8. <i>Influence de la température sur le module</i>	17
Fig.1.9. <i>L'influence de la résistance série R_s sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$</i> ...	17
Fig. 1.10. <i>L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$</i> ...	18
Fig.1.12. <i>Association en série de N_s modules PV</i>	19
Fig. 1.13. <i>Caractéristique de nombre des modules en série</i>	19
Fig. 1.14. <i>Association en parallèle de N_p modules PV</i>	20
Fig. 1.15. <i>Caractéristique de nombre des modules en parallèles</i>	20
Fig. 1.16. <i>Association mixte de $N_p \times N_s$ modules PV</i>	20
Fig. 1.17. <i>Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle</i>	21
Fig.1.18. <i>Composantes principales d'une chaîne photovoltaïque</i>	22
Fig. 1.19. <i>Association sécurisée de deux modules PV en parallèles avec les diodes de protection</i>	23
Fig. 1.20. <i>Tension de commande (PWM) du commutateur durant une période</i>	25
Fig. 1.21. <i>Circuit idéal d'un convertisseur élévateur (Boost)</i>	26
Fig. 1.22. <i>Circuit idéal d'un convertisseur abaisseur (Buck)</i>	26
Fig. 1.23. <i>Circuit idéal d'un convertisseur élévateur- abaisseur (Boost-Buck)</i>	27

Fig.1.24. Schéma synoptique d'un système PV avec MPPT.....	28
Fig. 1.25. Connexion directe d'un GPV sur une charge résistive.....	29
Fig. 1.26. Chaîne élémentaire de conversion PV menée d'une commande MPPT.....	30
Fig. 1.27. Organigramme de la méthode P&O	30
Fig. 1.28. Principe de fonctionnement de P&O :(a) Vers le PPM ;(b) Loin du PPM.	31
Fig. 1.29. Signe de dP/dV pour différentes zones de fonctionnement.....	33
Fig. 2.1. Structure des données dans un AG.....	38
Fig. 2.2. Organigramme général d'un AG de base.....	40
Fig. 2.3. Processus d'interaction AG – Environnement.....	42
Fig. 2.4. Croisement.....	45
Fig. 2.5. Mécanisme de l'opération de mutation.....	47
Fig. 2.6. Niveaux de conception & d'implémentation.....	48
Fig.3.1. Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	52
Fig.3.2. Schéma bloc du générateur photovoltaïque.....	52
Fig. 3.3. Caractéristiques $I(V)$ du module BP MSX 120S.....	54
Fig. 3.4. Adaptation entre un GPV et une charge résistive.....	55
Fig. 3.5. Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.....	56
Fig. 3.6. Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT.....	57
Fig. 3.7. Organigramme de la méthode P&O.....	58
Fig. 3.8. (a). Principe de fonctionnement du P&O: vers le MPP. (b). Principe de fonctionnement du P&O: loin du MPP.	59
Fig.3.9. Module simulink d'un PV BP MSX 120S control MPPT par P&O.....	60
Fig.3.10. Résultats de simulation de la puissance de sortie du système pour	60

$E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$	
Fig.3.11. Résultats de simulation du courant de sortie du système pour $E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$	61
Fig.3.12. Résultats de simulation de la tension de sortie du système pour $E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$	61
Fig.3.13. résultat de simulation d'un panneau BP MSX 120S par PID classique.....	62
Fig .3.14. Schéma Simulink d'une hybridation série P&O-PID.....	63
Fig.3.15. Résultat d'une hybridation série P&O-PID.....	63
Fig.3.16. Schéma Simulink d'une hybridation parallèle P&O-PID.....	64
Fig.3.17. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID	64
Fig.3.18. Résultat de simulation PID-GA ($P = f(T)$).....	65
Fig.3.19. Résultat de simulation PID-GA ($V = f(T)$).....	65
Fig .3.20. Résultat d'une hybridation série P&O-PID-GA ($P=f(T)$).....	66
Fig.3.21. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($V=f(T)$).....	66
Fig.3.22 Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($P=f(T)$).....	66
Fig .3.23. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($V=f(T)$).....	67

Liste des Tableaux

Tab. 1.1. les caractéristiques des différents types d'hacheurs.....	27
Tab. 2.1. Modes du codage des chromosomes.....	49
Tab. 2.2. Caractéristiques de l'AG.....	49
Tab. 3.1. Caractéristiques électriques du module PV BP MSX 120S.....	53

Liste des notations

<i>A</i>	Le rendement énergétique de la cellule PV
<i>AG</i>	Algorithme génétique
<i>CS</i>	Convertisseur statique
<i>D</i>	Rapport cyclique du convertisseur statique
<i>E</i>	Energie des photons
<i>E</i>	L'éclairement solaire ($Watt/m^2$)
<i>FF</i>	Le facteur de forme
<i>GPV</i>	Générateur photovoltaïque
<i>h</i>	Constante de planck
<i>Gsh</i>	Conductance shunt (Ω^{-1})
<i>hi</i>	La valeur haut des paramètres
<i>I</i>	Courant théorique (A)
<i>Icc</i>	Courant de court circuit (A)
I_i^{exp}	Le courant mesuré
<i>Iph</i>	photo courant (A)
<i>IPOP</i>	Population initial
<i>Is</i>	Le courant de saturation (A)
<i>K</i>	Constant de Boltzmann (J/K)
<i>lo</i>	La valeur basse des paramètres
<i>MPP</i>	Maximum Power Point
N_{IPOP}	Le nombre initial de la population
N_{Par}	La nombre des paramètres
<i>PPM</i>	Point de puissance maximale

<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>Q</i>	La charge d'électron (Coulomb)
<i>R_s</i>	La résistance série (Ω)
<i>R_{sh}</i>	La résistance shunt(Ω)
SC	Semi conducteur
STC	Standard Test Conditions (condition de test standard : ensoleillement 1KWc et température de 25°C)
T	Température (Kelvin)
V	La tension théorique (V)
<i>V_{oc}</i>	La tension en circuit ouvert (V)
<i>V_T</i>	La tension thermique (V)
<i>x</i>	La fonction du coût
σ	La fréquence des photons

INTRODUCTION GENERALE

Les sources d'énergies fossiles, obtenues de notre environnement, tendent à diminuer avec une rapidité relative due à leurs utilisations irrationnelles par l'humanité. La diminution des sources de pétrole, du gaz naturel et des sources naturelles de charbon mène à faire des efforts pour trouver de nouvelles sources d'énergie pour permettre une réduction de l'utilisation de ces sources naturelles de combustible. C'est le souci majeur des tous les pays industrialisés du monde.

L'électricité solaire est en train de s'imposer depuis que les modules photovoltaïques sont devenus très disponibles et ont un rendement acceptable. La technologie des composants de grande puissance a nettement évolué par l'introduction de composants de puissance très performants en tous points de vues, rendement, fiabilité et coût.

Une caractéristique importante des modules photovoltaïques est que la puissance maximale disponible est fournie seulement en un point de fonctionnement, appelé Maximum Power Point (MPP), localisé par une tension et un courant [1-2]. Par ailleurs, la position de ce point MPP n'est pas fixe mais elle se déplace en fonction de l'ensoleillement et de la température des cellules solaires du module ainsi que de l'utilisation.

A cause du coût relativement onéreux de ce genre d'énergie on doit à tout instant extraire le maximum possible de la puissance disponible des modules photovoltaïques. Cela nécessite un mécanisme de poursuite (tracking) de l'MPP appelé '*Maximum Power Point Tracking*' (MPPT) afin que la puissance maximale soit générée en permanence [1-5].

Notre objectif consiste à identifier et à adapter des outils capables de réaliser une meilleure évaluation des performances des systèmes photovoltaïques autonomes en se basant sur les algorithmes de contrôle MPPT :

- Contrôle PID à optimisation génétique (PID-GA).
- Perturber et Observer (P&O) comme algorithme de base pour le contrôle MPPT.
- Mise en parallèle (hybridation) des deux algorithmes : PID-GA et P&O afin d'améliorer les performances des modules photovoltaïques.

Ce mémoire est décomposé en trois chapitres organisé de la façon suivante :

- ❖ Dans *le premier chapitre* on donne un aperçu théorique sur le générateur photovoltaïque où l'on présentera les caractéristiques électriques de la cellule et des modules photovoltaïque intégrant les méthodes de recherche et de poursuite du Point de Puissance Maximale : MPPT et le fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale. L'influence des différents paramètres électriques et climatiques sur le comportement du générateur PV seront, aussi étudiés.
- ❖ Dans *le deuxième chapitre* nous allons décrire une introduction aux Algorithmes Génétiques (AG ou GA en anglais) ; le principe de fonctionnement d'un AG, le type de codage ainsi que le mode d'évaluation. Pour terminer nous présentant des exemples d'application des AGs dans le domaine de contrôle des systèmes dynamiques.
- ❖ Dans *le troisième chapitre*, nous présentons l'application de la technique de commande PID classique au contrôle MPPT du système PV suivi par une optimisation génétique de ce contrôleur afin de simplifier sa conception et sa détermination des gains optimaux de ce contrôleur. Les résultats de poursuite sont présentés. En suite, un algorithme hybride est développé pour améliorer les performances de poursuite. Une association des algorithmes classiques (tel que P&O) avec les techniques de l'intelligence artificielles (PID à optimisation génétique) fera l'objet d'une grande partie du chapitre III. Les comparaisons, sous différents conditions climatiques, auront lieu pour démontrer l'efficacité des approches hybrides.
- ❖ Nous terminerons ce présent travail par une *conclusion générale* dans laquelle nous donnerons des perspectives et des améliorations qui peuvent être prises en compte pour la continuité de ce présent travail.

CHAPITRE

1

ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Résumé :

L'objectif de ce chapitre est d'introduire l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme alternative des énergies fossiles, est de présenter les caractérisations du système photovoltaïque intégrant quelques techniques de contrôle MPPT : Méthode Perturb & Observ, l'interface de puissance (DC-DC) et la charge (batterie).

S'il n'y a pas de solution,

C'est qu'il n'y a

Pas problème.

Devise Shadok

1.1. Introduction à l'énergie photovoltaïque

Originellement conçue pour répondre aux besoins en énergie des capsules spatiales, l'énergie solaire est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, la télécommunication, la réfrigération et le pompage.

L'énergie solaire est disponible partout sur la planète en des degrés divers et elle est entièrement renouvelable. Son apport est variable, au gré des jours et des saisons, mais elle est relativement prévisible. Même si elle est relativement diluée, son apport énergétique annuel pourrait répondre à la consommation énergétique de la plupart des pays.

Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible ; De plus le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles.

1.2. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la transformation de l'énergie solaire ("photons") en lumière se compose de photons. Ceux-ci peuvent pénétrer dans certaines matières. Et même passer au travers plus généralement, un rayon lumineux qui arrive sur un solide peut subir trois événements optiques [1] :

1. **La réflexion** : la lumière est renvoyée par la surface de l'objet.
2. **La transmission** : la lumière traverse l'objet.
3. **L'absorption** : la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est restituée sous une autre forme.

Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restitué sous forme d'énergie électrique, il faut donc au départ que le matériau la capacité d'absorber la lumière visible, puisque c'est ce que l'on cherche à convertir : lumière du soleil ou des autres sources artificielles.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courante tension $I=f(v)$ non linéaire et présentant un point de la température maximal (PPM), cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Le point de fonctionnement du GPV peut donc varier entre les points extrêmes correspondant au courant de court-circuit I_{cc} et la tension en circuit ouvert V_{oc} , la détermination du point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge à laquelle il est connecté. Il est plus ou moins éloigné du PPM, caractérisé par, le courant et la tension optimale notée (I_{cc}, v_{opt}) . Une manière d'optimiser le prix du kWh, qui reste encore élevé, est d'extraire le maximum de puissance P_{max} disponible aux bornes du GPV. Pour cela, il est nécessaire d'introduire un étage d'adaptation entre le GPV et la charge pour imposer un point de fonctionnement du GPV le plus près possible du PPM.

1.3. Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque

Nous présentons quelques importantes dans l'histoire d'évolution des systèmes PV :

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.

- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9% est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- **1973** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

Les premiers modules PV furent construits avec des cellules de silicium monocristallin. Le silicium étant le matériau le plus courant sur terre, mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une pile photovoltaïque et le procédé est coûteux aujourd'hui encore, les cellules de silicium monocristallin sont toujours les plus efficaces avec un rendement de 16% à 18% , mais elles sont aussi les plus chères

Ces dernières années, l'arrivée de silicium poly-cristalline, avec une efficacité de 13% à 15%, ainsi que la technologie du silicium amorphe (5%) et l'emploi de semi-conducteurs en couches minces autres que le silicium ont révolutionné l'industrie photovoltaïque en diminuant les coûts de production. Aujourd'hui, la pile photovoltaïque démontré dans les laboratoires une efficacité de 38% grâce à la technologie des nouveaux matériaux (arséniure de gallium, tellure de cadmium).

1.4. Énergie solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [2]. Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s,

met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présenté un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μ m, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k :

- Diamètre de soleil $D_s = 1.39.10^9 \text{ m}$.
- Diamètre de la terre $D_t = 1.27.10^7 \text{ m}$.
- Distance moyenne soleil_terre $L_{ts} = 1.5.10^{11} \text{ m}$.

1.4.1. Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ : Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en[5] :

- Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \text{ mm}$ 6.4%.
- Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \text{ mm}$ 48.0%.
- Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \text{ mm}$ 45.6%.

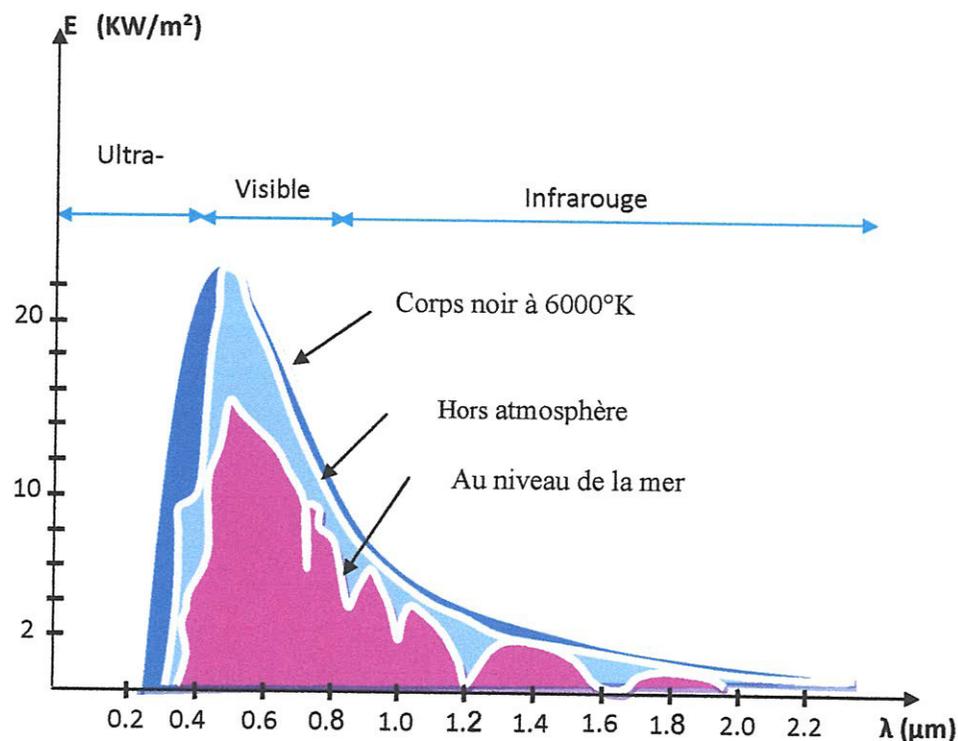


Fig.1.1. La répartition spectrale du rayonnement solaire.

1.4.2. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle-même dépend de la période de l'année considérée.

1.4.3. Cellule photovoltaïque

Une cellule PV est un dispositif à base de matériaux semi-conducteur (s/c) permettant la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Cette transformation particulière d'énergie d'une forme à une autre passe par les deux étapes décrites ci-dessous.

- **L'interaction photon /semi-conducteur :** Pendant cette étape les photons, constituant la lumière, entrent en interaction avec le (s/c) ; ceux qui ont une énergie $E = h * \sigma$ supérieure à son gap vont être absorbés et leur énergie sera transférée aux électrons de la bande de valence. Avec cette énergie supplémentaire un électron de valence peut s'échapper de sa position normale dans l'atome créant ainsi un trou, un électron voisin vient combler cette vacance laissant derrière lui à son tour un trou, on aura ainsi établi un courant de trou dans la bande de valence et un courant d'électron dans la bande de conduction. Donc l'interaction photon/électron se traduit par la génération de paire électron/trou qui modifie la conductivité du matériau.
- **Collecte des charges électriques générées dans le matériau :** Pour pouvoir générer le courant des porteurs ainsi créés, il faut pouvoir les séparer afin d'éviter leur recombinaison. Ceci n'est que par l'application d'un champ électrique créé par une jonction PN réalisé par dopage du matériau constituant la cellule. Ce dopage est de deux

types : un dopage de type N (adjonction du Phosphore (P)) et un dopage de type P (adjonction du Bore(B)).

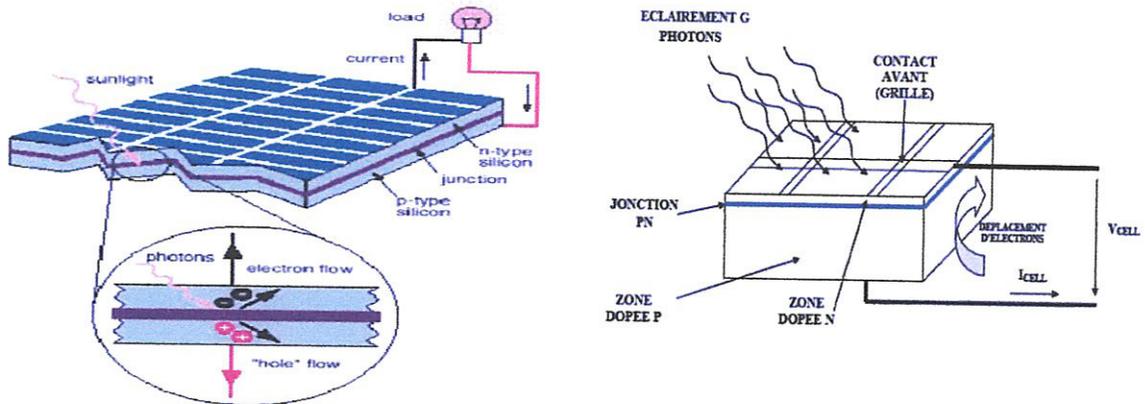


Fig. 1.2. Structure d'une cellule PV.

1.4.4. Modélisation de la cellule PV

Une cellule solaire PV est une diode électronique PN de grande surface qui, exposée à la lumière (photons), génère une tension électrique (volts).

1.4.5. Modèle électrique d'une cellule PV

Les caractéristiques électriques en convention récepteur de la cellule pour différents éclairagements sont données sur la figure ci-dessous [3].

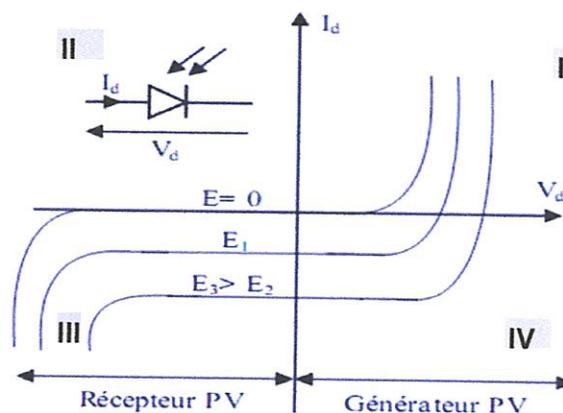


Fig. 1.3. Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement.

1.5. Types de cellules

Il existe trois grands types de silicium : Mono cristallin, Poly cristallin et Amorphe.

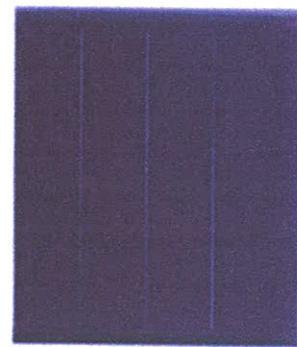
- **Cellule au silicium monocristallin** : Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique. Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher.
- **Cellule au silicium poly- cristallin** : Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le mono-cristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser.
- **Cellule au silicium amorphe** : Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces [4].



Cellules PV (monocristalline)



Cellule PV (poly-cristallin)



Cellule en silicium amorphe

1.5.1. Modélisation électriques d'une cellule PV

Une cellule PV est une diode de grandes dimensions avec des caractéristiques de fabrication bien particulière, son illumination provoque la génération d'un photocourant I_{ph} .

En effet une partie de ce courant est redissipée dans la jonction selon l'équation simplifiée de la diode ce qui conduit au modèle simplifié de la cellule PV qui est équivalente à une source de courant avec une diode [5].

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris en considération.

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Cette circuit est représenté sur la figure 1.4 par un générateur de courant I_{cc} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} [6].

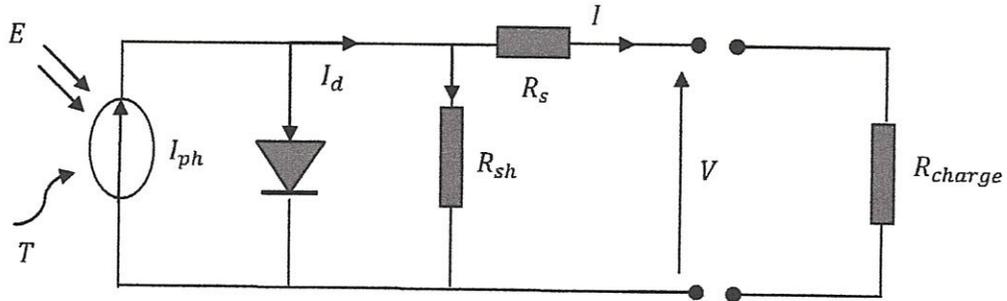


Fig. 1.4. Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.

R_s : est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{co} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$).

R_{sh} : est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant-tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt ($1/R_{sh}$).

Le photocourant I_{ph} crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court circuit de la cellule).

- Le courant direct I_d d'obscurité de la jonction.
- Le courant I généré par la cellule et fourni à la charge.
- Le courant I_p correspond au courant des connexions parallèles.

Cet équilibre s'écrit :

$$I = I_{pv} - I_d - I_p \tag{1.1}$$

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \tag{1.2}$$

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{A V_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \tag{1.3}$$

avec :

$$V_T = \frac{K \cdot T}{q},$$

I_{ph} : Le photocourant produit.

I_s : Le courant de saturation de diode.

I_d : courant traversant la diode.

- V_T : La potentielle thermodynamique.
- K : Constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23} \text{J/K}$).
- q : La charge de l'électron ($1,6.10^{-19} \text{C}$).
- T : La température effective de la cellule en Kelvin.
- I : Le courant fourni par la cellule.
- V : La tension à la borne de la cellule.
- A : Le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 2$) [7].

1.5.2. Caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , P_{max} , A , ff et η_c), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

a) Courant de court-circuit, I_{cc}

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V = 0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température. On peut écrire : $I_{cc}(V = 0) = I_{ph}$.

b) Tension à circuit ouvert, V_{co}

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse. On peut écrire :

$$V_{co}(I = 0) = AV_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (1.4)$$

c) Puissance maximale

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_{max}(I_{max}, V_{max})$ de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{cc} et tension comprise entre 0 et V_{co}).

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit ($V.I$) ; c.à.d :

$$P = V \left(I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V}{AV_T} \right) - 1 \right] \right) \quad (1.5)$$

Cette puissance fournie est maximale au point définit par :

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial I}{\partial V} + 1 = 0 \quad (1.6)$$

Soit :

$$I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V}{AV_T} \right) - 1 \right) - V I_s \left(\frac{1}{AV_T} \right) \exp \left(\frac{V}{AV_T} \right) = 0 \quad (1.7)$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant ou maximum de puissance, sont alors données par :

$$\left(1 + \frac{V_{max}}{AV_T} \right) \exp \left(\frac{V_{max}}{AV_T} \right) = 1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \quad (1.8)$$

Donc :

$$I_{max} = I_s \frac{V_{max}}{AV_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AV_T} \right) \quad (1.9)$$

Le produit ($V_{max}.I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{co}.I_{cc}$) [8].

d) Facteur de qualité

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

e) Facteur de forme

On appelle facteur de forme ff (*filling factor*), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{max} = I_{max} \times V_{max}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où:

$$ff = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (1.10)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

f) Rendement d'une cellule solaire

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident [9] :

$$\eta_c = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{P_{solaire}} \quad (1.11)$$

1.5.3. Module photovoltaïque

Un module PV est un convertisseur instantané d'énergie lumineuse en énergie électrique, fabriqué par la mise en série et en parallèle de plusieurs cellules PV afin de générer des tensions compatibles avec le matériel électrique utilisé [10].

Une cellule élémentaire ne produit qu'une très faible puissance électrique de l'ordre de 1 à 3W avec une tension de moins de 2 volt et un point de puissance maximale à environ 0.45 volts pour une cellule au silicium cristallin [ex : Une cellule au silicium de 10Cm^2 produit une puissance de l'ordre de 1.25W].

Donc une cellule PV ne suffit pas pour constituer à elle seule un générateur PV. Afin d'obtenir une tension compatible au matériel électrique usuel, les cellules PV sont groupées dans des structures appelées modules PV. La connexion des cellules en séries permet d'augmenter la tension pour un même courant tandis que leur assemblage en parallèle permet d'obtenir des intensités du courant élevées pour la même tension [11].

1.5.3.1 Caractéristiques électriques des modules PV

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique de l'équation (1.12) qui peut être reformulée sous la forme :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{AV_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V+R_s I}{R_{sh}}\right) \quad (1.12)$$

Quand la cellule est court circuit, un courant est négligeable dans la diode. Le rapport entre le photo-courant et la température est linéaire, voir l'équation (1.13) et est déduit en notant le changement du photo-courant en fonction de la variation de la température.

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1)[1 + K_0(T - T_1)] \quad (1.13)$$

$$I_{ph}(T_1) = I_{cc}(T_1 \cdot nom) \cdot \frac{E}{E_{nom}} \quad (1.14)$$

$$K_0 = \frac{I_{cc}(T_2) - I_{cc}(T_1)}{I_{cc}(T_1) \frac{1}{T_1 - T_2}} \quad (1.15)$$

La relation de la température est complexe, mais ne contient heureusement aucune variable exigeant une estimation (1.16). La valeur du courant de saturation à 25°C est calculée en utilisant la tension de circuit ouvert et le courant de court circuit à cette température, équation (1.17).

$$I_s = I_s(T_1) \left(\frac{T}{T_1}\right)^{3/A} \exp\left(\frac{-V_s}{\frac{AV_T}{T} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1}\right)}\right) \quad (1.16)$$

$$I_s(T_1) = \frac{I_{cc}(T_1)}{\exp\left(\frac{V_{co}(T_1)}{AV_T \frac{1}{T_1}}\right) - 1} \quad (1.17)$$

Les équations (1.18) et (1.19) sont calculées en différenciant l'équation (1.12), l'évaluation à $V=V_{CO}$ et le réarrangement en terme R_s .

La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique $I(V)$ à $V=V_{CO}$, comme vu dans les figures 1.5.

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{co}}} - \frac{1}{X_V} \quad (1.18)$$

$$X_V = I_s(T_1) \frac{1}{AV_T} \exp\left(\frac{V_{co}(T_1)}{AV_T \frac{1}{T_1}}\right) \quad (1.19)$$

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées utilisant les données de fabrications de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes $I(V)$ mesurées.

Une estimation du facteur d'idéalité doit être faite. Cette valeur est entre 1 et 2, plus près de l'unité pour les courants élevés, et approchant la valeur 2 pour les bas courants.

Donc pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, l'équation (1.12) est devient sous la fourme suivant :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\left(\frac{1}{AV_t} \right) \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_p}{R_{sh}} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \quad (1.20)$$

La figure 1.5 représente les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV pour un éclairement et une température donnée $E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$.

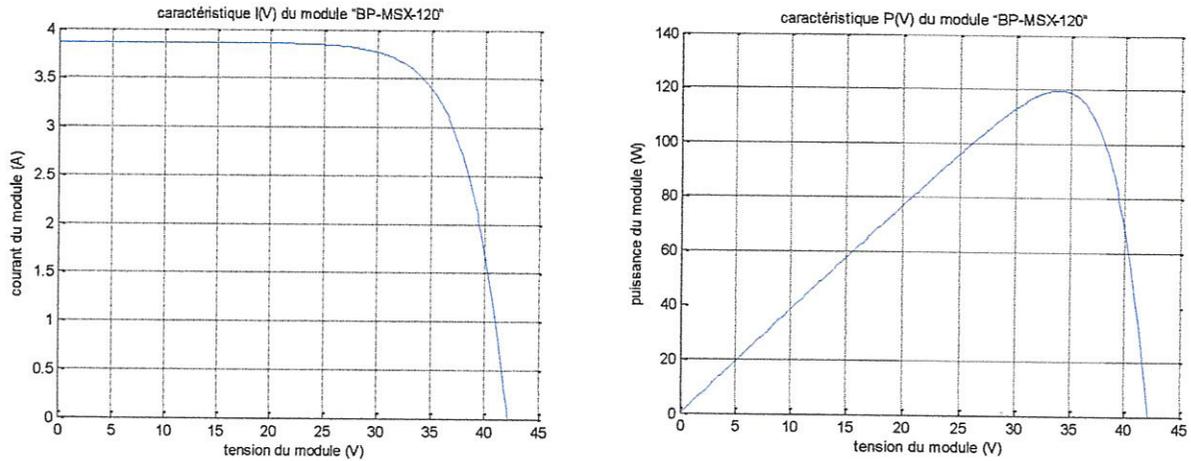


Fig.1.5. Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV (BP-MSX-120).

1.5.3.2. Les zones de Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque:

La caractéristique fondamentale du module photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe $I = f(V)$ est fixée.

C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure représente trois zones essentielles [12]:

- **La zone (1)** : Où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2)** : Correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (3)** : Qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension [9].

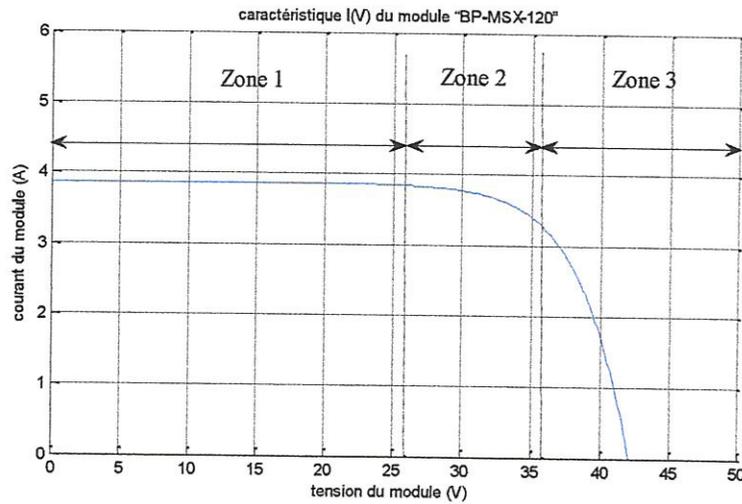


Fig. 1.6. Les différentes zones de caractéristique I(V) d'un module PV.

1.5.3.3. Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$

a) Influence de l'éclairement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit [9]. La figure 1.7 représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module PV solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

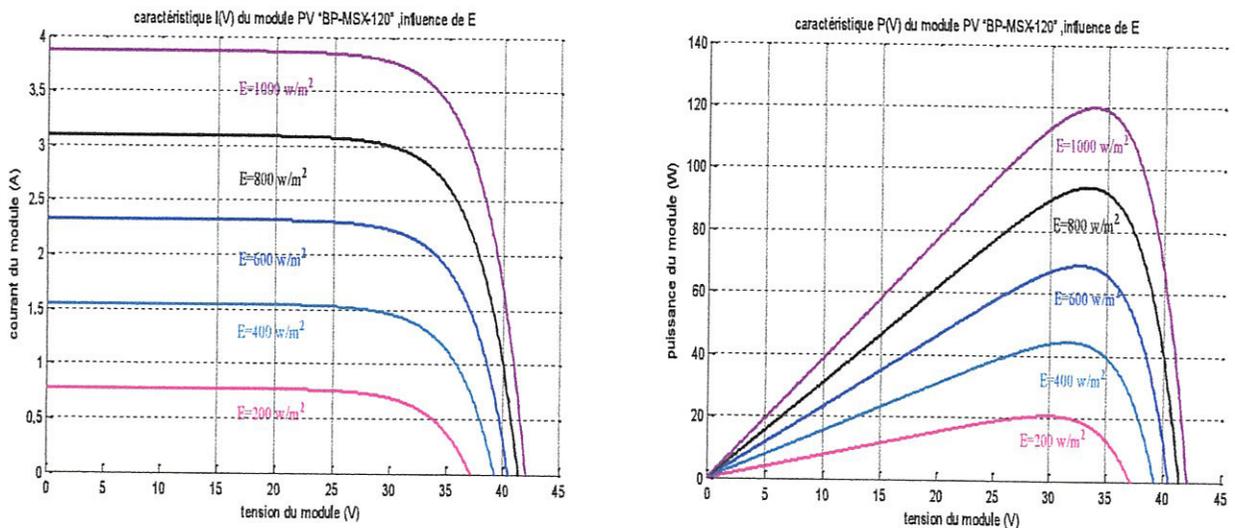


Fig. 1.7. Influence de l'éclairement sur le module PV.

On remarque que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.

b) Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi conducteur sont très sensibles à la température [9].

La figure 1.8 représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement et constante.

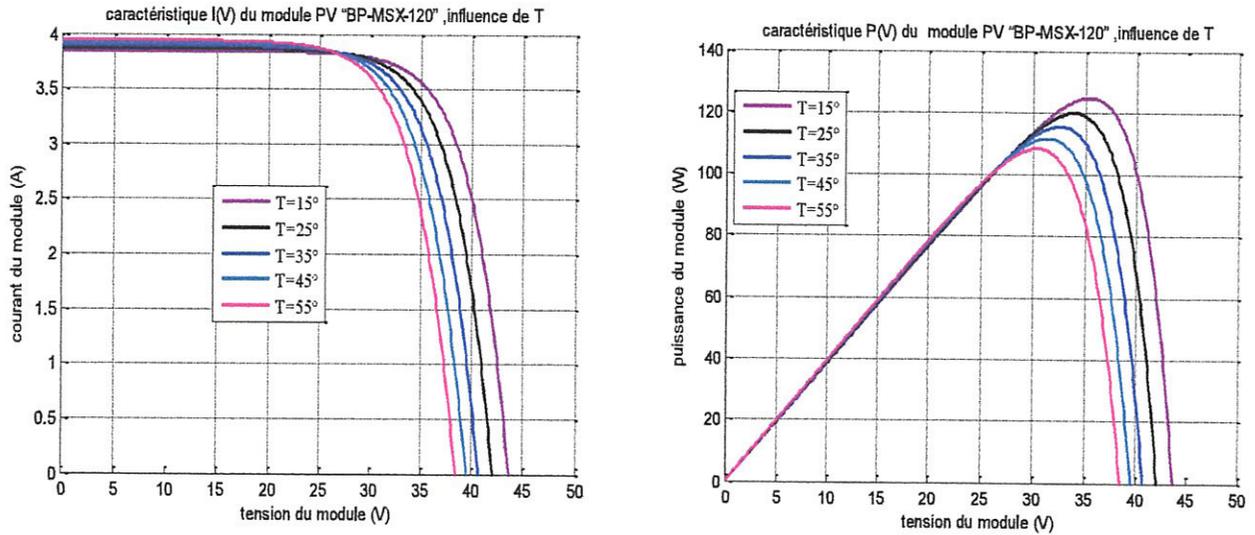


Fig. 1.8. Influence de la température sur le module

On remarque que L'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

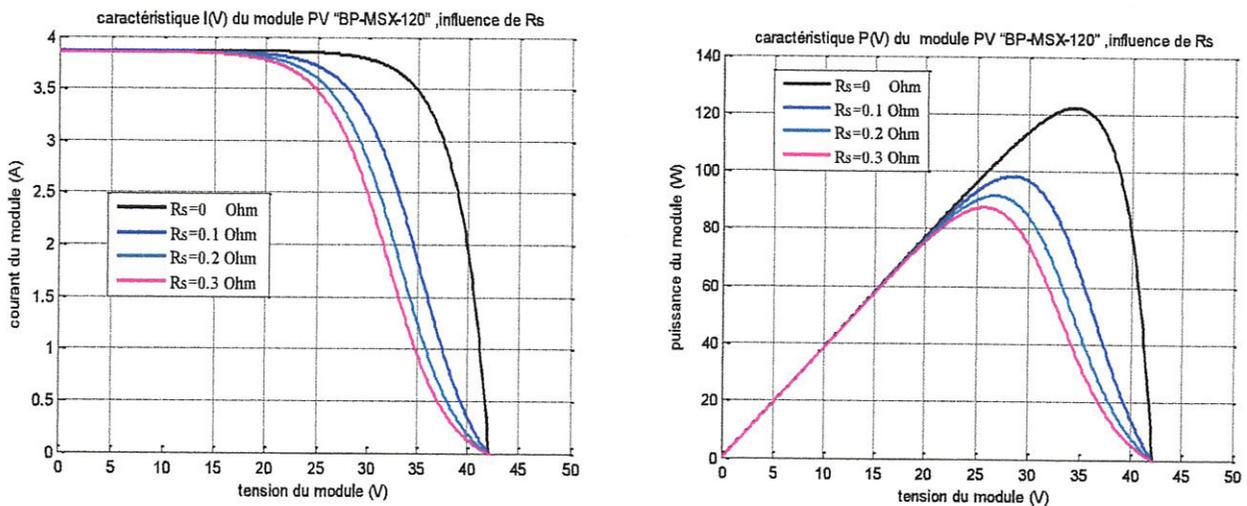


Fig.1.9. L'influence de la résistance série R_s sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

c) Influence de la résistance shunt

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile [13].

En général, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant.

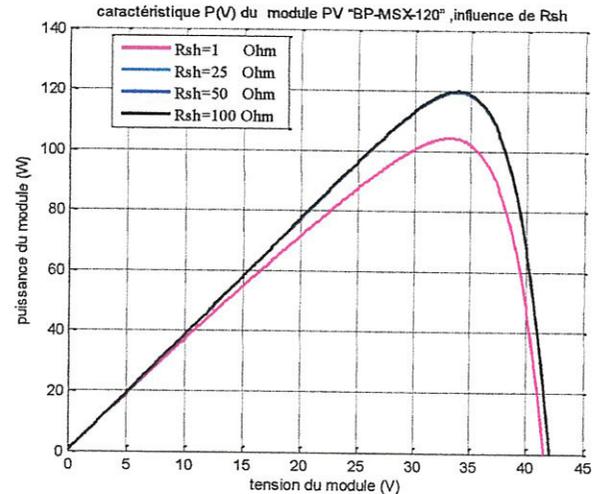
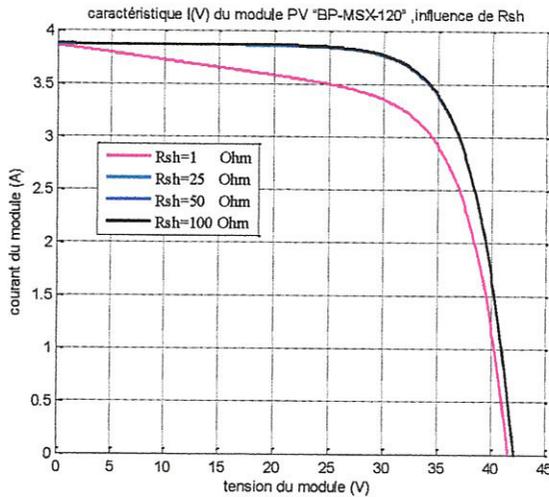


Fig. 1.10. L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

d) Influence de facteur de qualité

L'augmentation du facteur de qualité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement.

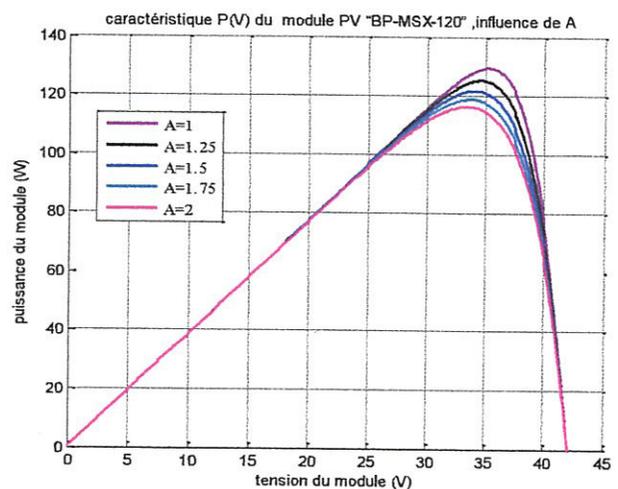
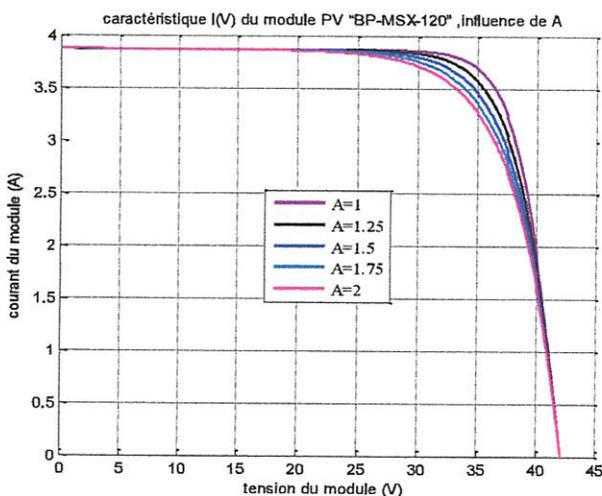


Fig.1.11. L'influence de facteur de qualité A sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

1.5.3.4 Types d'association des modules solaires

Les trois types d'association des modules solaires sont: Association série, association parallèle et association mixte (série-parallèle).

a) Association série

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule [14].

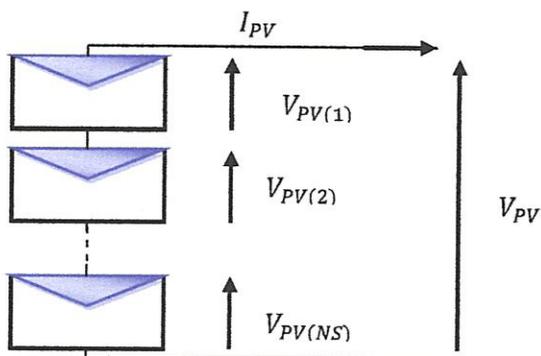


Fig.1.12. Association en série de N_s modules PV.

La caractéristique d'un groupement de N_s modules solaires en série avec $E=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ est représentée par la figure suivante :

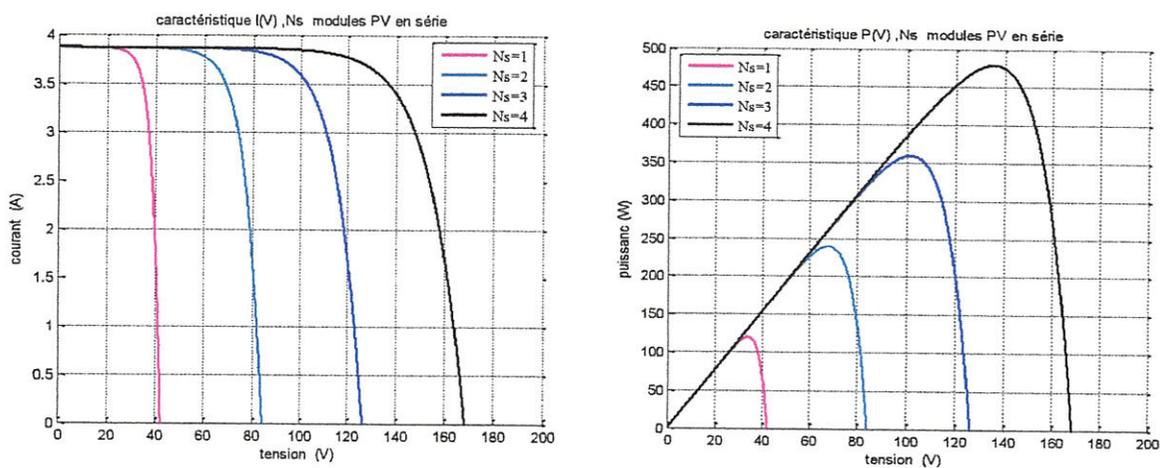


Fig. 1.13. Caractéristique de nombre des modules en série.

b) Association Parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule [9]. La caractéristique d'un groupement de N_p modules solaires en parallèle est représentée par la figure 1.15.

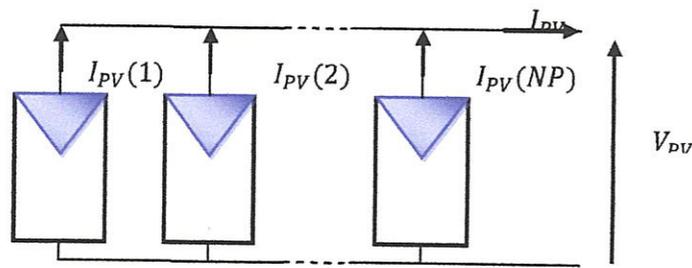


Fig. 1.14. Association en parallèle de N_p modules PV.

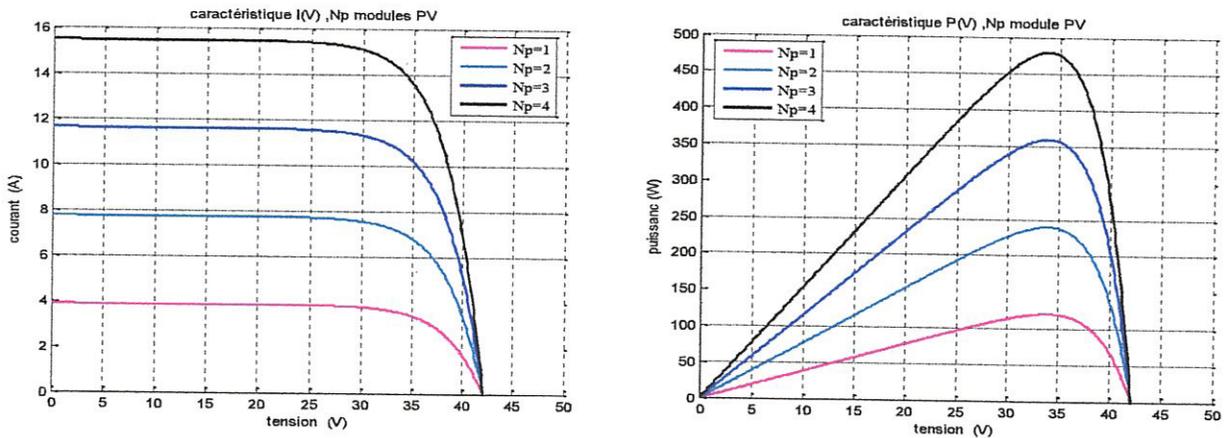


Fig. 1.15 : Caractéristique de nombre des modules en parallèles.

c) Association mixte (Série + Parallèle)

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle [14].

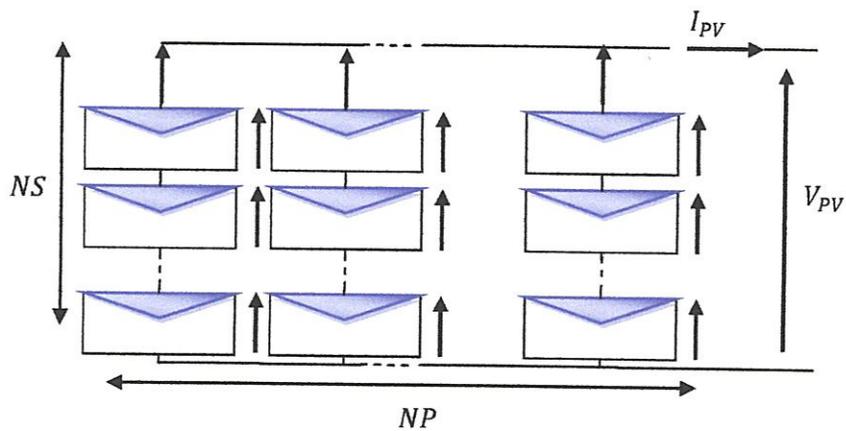


Fig. I.16. Association mixte de $N_p \times N_s$ modules PV

La caractéristique d'un Association mixte $N_s * N_p$ Cellules solaires.est représentée par la figure 1.17.

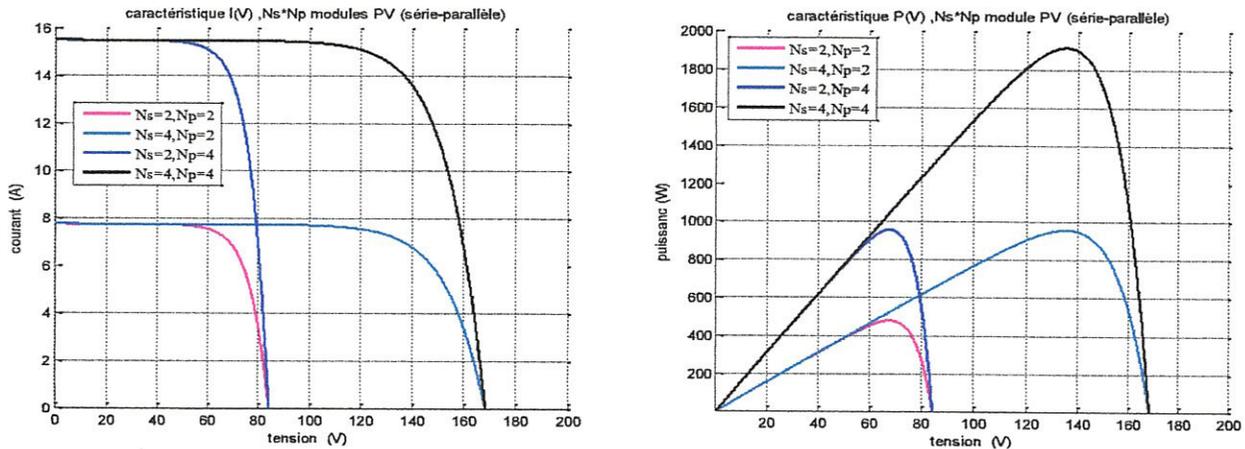


Fig. 1.17. Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle.

1.5.3.5. Caractéristiques de module PV

- **Puissance maximale ou crête** : C'est le paramètre le plus significatif sur la fiche technique du module. Il est évalué sous conditions STC (fort ensoleillement de 1000 W/m^2 , température ambiante à 25° , spectre solaire AM 1.5).
- **Tension maximale** : De même que la puissance crête, la tension maximale que peut fournir un module est la tension crête produite sous conditions STC. Elle doit être supérieure à la tension de l'application (ex : U_{max} entre 17 et 18 V pour pouvoir charger une batterie de 12 Volt pertes comprises et de 34 à 36V pour charger une batterie de 24V).
- **Courant maximal** : C'est l'intensité maximale produite par le module dans les conditions STC (I_{max}). Il a son importance dans le choix du régulateur, de la grosseur des câbles de branchement, et le calcul des protections.
- **Tension nominale** : C'est la tension à laquelle le module PV fonctionne, on câblera les modules en série pour atteindre la tension du système ou de la batterie pour un système autonome.
- **Température NOCT**: Certaines fiches techniques indiquent la température de fonctionnement de la cellule, la NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) ou température qu'atteint la cellule à l'intérieur du module en circuit ouvert sous une puissance solaire de 800 W/m^2 une température ambiante de 25°C et un vent de 1 m/s. Une NOCT trop élevée diminue l'efficacité du module. Les valeurs standard sont comprises entre 40 et 50°C , Aussi on recommande une bonne ventilation et une couleur claire en arrière du module.

- **Coefficient de température** : Certaines fiches mentionnent le coefficient de température α_{Pm} qui indique la perte de puissance du module en fonction de l'augmentation de la température. Valeur typique, $-0.45 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ par cellule.
- **Garantie et certification** : Très souvent les modules vendus sur le marché ont une garantie minimum de 20 ans avec une réduction de la puissance maximale de sortie pendant cette période de 10% ; Aussi la certification du module (normes CEI-61215, IEEE-4262, 503-CEC-JRC) vous garantit sa qualité [15].

1.6. Éléments d'un système PV

Dans cette partie nous allons présenter les organes technologiques constituant un système PV. Ce dernier est composé de panneaux PV, convertisseur statiques de type continu, de batteries, de régulateurs de charge, de et d'onduleur s'il s'agit d'alimenter de appareils fonctionnant en alternatif. Ces composantes seront présentées tout au long des paragraphes suivants [9] :

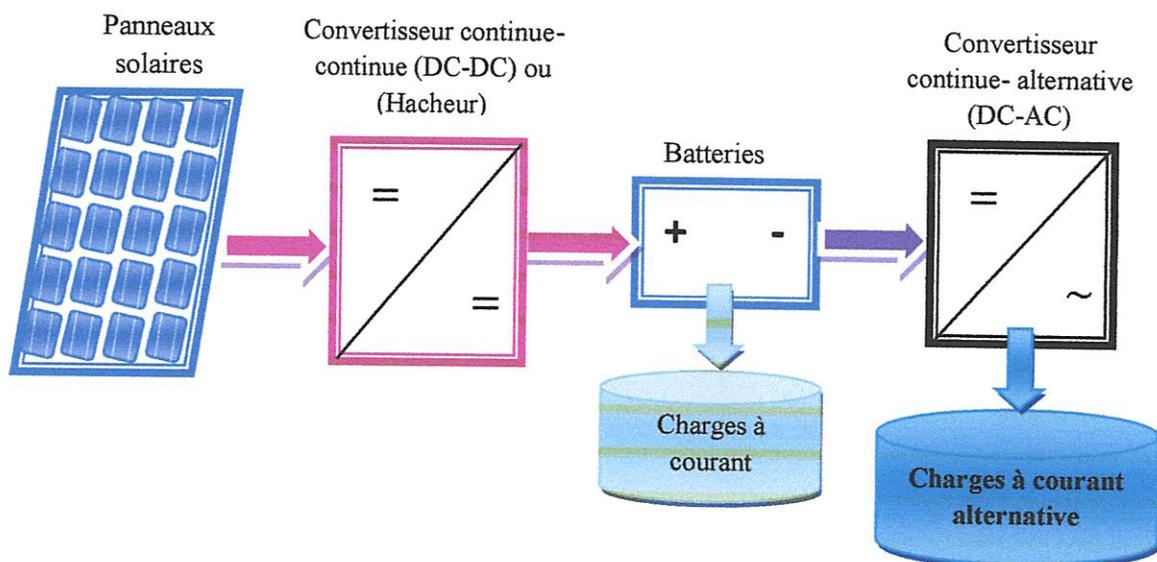


Fig. 1.18. Composantes principales d'une chaîne photovoltaïque.

1.6.1. Générateur Photovoltaïque

Lorsqu'on a besoin de plus de puissance on utilise plusieurs modules PV connectés en série et en parallèle formant ce qu'on appelle Générateur photovoltaïque. La mise en série des modules permet d'augmenter la tension tandis que la mise en parallèle permet d'augmenter le courant qui est égale à la somme des intensités de chaque branche du champ PV.

Pour déterminer le nombre de panneaux PV à connecter en série pour obtenir la tension désirée il faut connaître la tension nominale nécessaire et la tension de fonctionnement des modules.

Dans le cas des systèmes autonomes chargeant des batteries, la tension nominale est le plus souvent un multiple de 12 volts, tension de charge prévue pour les panneaux ayant 33 à 40 cellules. Le choix dans ce cas dépend de la température ambiante du site qui détermine le choix du module. En suite on connecte en série le même nombre de panneaux que de batteries 12 volts en série.

Le nombre de panneaux en parallèle sera fonction de la puissance maximale d'un panneau à la température dite NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) et pour les panneaux standards, elle varie entre 45 et 50°C [11].

I.6.2. Protection des modules PV

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation PV destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles comme indique la figure I.19 [15].

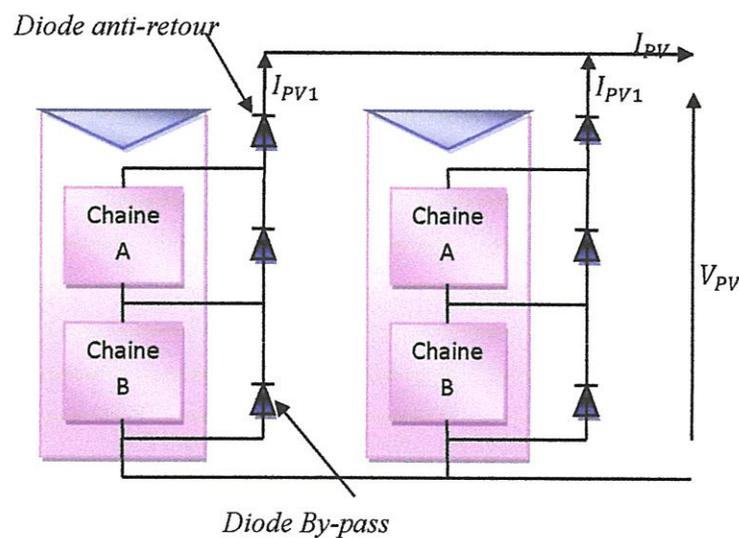


Fig. I.19. Association sécurisée de deux modules PV en parallèles avec les diodes de protection.

- ❖ La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge

en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- ❖ Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées [15].

I.7. Batteries

La batterie est souvent intégrée dans les systèmes PV, elle permet d'emmagasiner de l'énergie électrique lorsqu'il y a un surplus d'énergie et sert à fournir de l'électricité lorsque le GPV n'en fournit pas.

En effet la production d'énergie électrique d'un GPV dépend essentiellement de l'apport énergétique solaire qui passe par un maximum en plein jour et un minimum pendant la nuit ; donc ce décalage énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon le plus couramment utilisé pour les systèmes PV est la batterie d'accumulateurs électrique.

Une batterie assure trois fonctions principales :

- ✓ **Autonomie** : Car celle-ci permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.
- ✓ **Fixation de la tension du système**: Elle élimine l'écart de tension du champ PV et permet de fournir une tension constante (stabilisation de la tension).
- ✓ **Courant de surcharge** : Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

1.7.1. Type de batteries

Les deux principaux types de batteries utilisées dans les systèmes PV sont : Batterie avec accumulateurs au plomb-acide et les Batterie avec accumulateur au nickel-cadmium

a) Batterie avec accumulateurs au plomb-acide

Elles sont constituées d'une plaque positive (cathode) d'oxyde de plomb (PBO₂) et une plaque négative (anode) fabriquée à partir du plomb. Ces plaques sont immergées dans un électrolyte d'acide sulfurique dilué. Le stockage est assuré par des accumulateurs sont réunis en nombre de 3.6 ou 12 suivant la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirée.

b) Batterie avec accumulateur au nickel-cadmium

Ces accumulateurs sont plus intéressants pour le domaine PV du fait de leur meilleure efficacité de charge à faible courant et leur bonne tenue aux basses températures ainsi leur durée de vie qui peut atteindre 20 ans.

L'électrode est fabriquée à partir d'oxi-hydroxide de nickel (NiOOH), quant à l'anode elle est constituée d'une plaque de cadmium et l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La tension nominale de l'accumulateur est de 1.2 volts [16].

I.8. Convertisseurs statiques DC/DC

Les convertisseurs statiques sont des montages électrique constitués de condensateurs, de bobines et de commutateurs, dont le rôle est transformer une puissance d'entrée de type continu $P_e = V_e * I_e$ en une puissance de sortie continue $P_s = V_s * I_s$ ($V_s \neq V_e$) avec un rendement $\eta = \frac{P_s}{P_e} = \frac{V_s * I_s}{V_e * I_e}$ avoisinant les 100%. Ce type de montage permet à travers une commande pertinente d'un interrupteur à semi-conducteur de régler le transfert d'énergie entre une source et un récepteur, dans notre cas il va nous permettre de poursuivre le point de puissance optimum. Le convertisseur sera donc commandé via un signal PWM [Pulse Width Modulation] (ou Modulation de la largeur d'impulsion MLI) de fréquence de commutation fixe, F_s et de rapport cyclique, D variable.

Pendant le fonctionnement du convertisseur, le transistor sera commuté à la fréquence F_s avec un temps de fermeture égale à $(D * T_s)$ en un temps d'ouverture égale à $(1 - D) * T_s$.

- T_s est la période de commutation qui est égale à $1/F_s$.
- D est le rapport cyclique du commutateur ($D \in [0,1]$) [18].

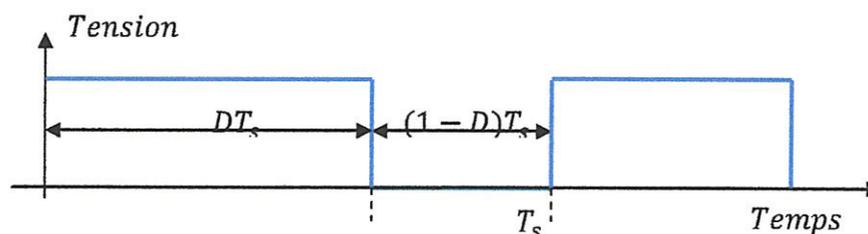


Fig. 1.20. Tension de commande (PWM) du commutateur durant une période.

Il existe différent type de convertisseurs continu-continu DC-DC. Les trois types les plus utilisé sont :

- Le convertisseur élévateur (Boost).

- Le convertisseur abaisseur (Buck).
- Le convertisseur élévateur-abaisseurs (Buck-Boost).

a) **Convertisseur élévateur (Boost)** : a pour rôle principale de convertir la tension d'entrée (aux bornes du panneau PV) en une tension de sortie (aux borne de la charge) supérieure: $V_s > V_e$. Il est aussi appelé convertisseur Boost, convertisseur survolteur ou Hacheur parallèle [14]. Son circuit idéal est donné par la figure I.21.

b) **Convertisseur abaisseur (Buck)** : a pour rôle principale de convertir la tension d'entrée en une tension de sortie inférieure : $V_s < V_e$. IL est aussi appelé convertisseur Buck, convertisseur dévolteur ou de Hacheur série. La figure I.22 présente son circuit idéal [11].

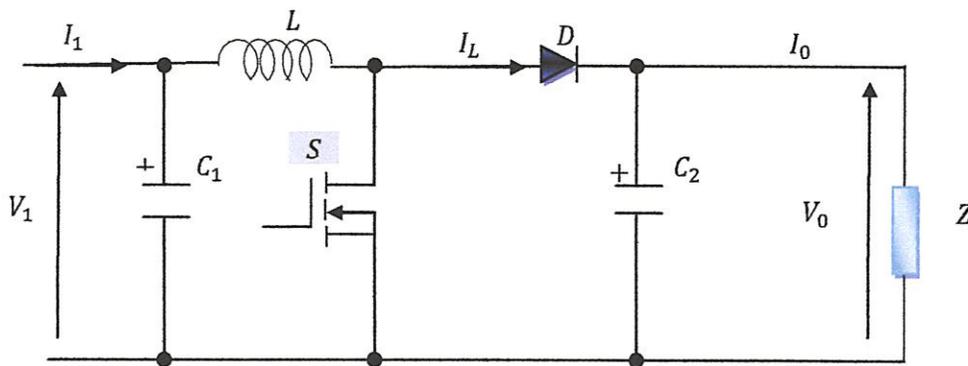


Fig. 1.21. Circuit idéal d'un convertisseur élévateur (Boost).

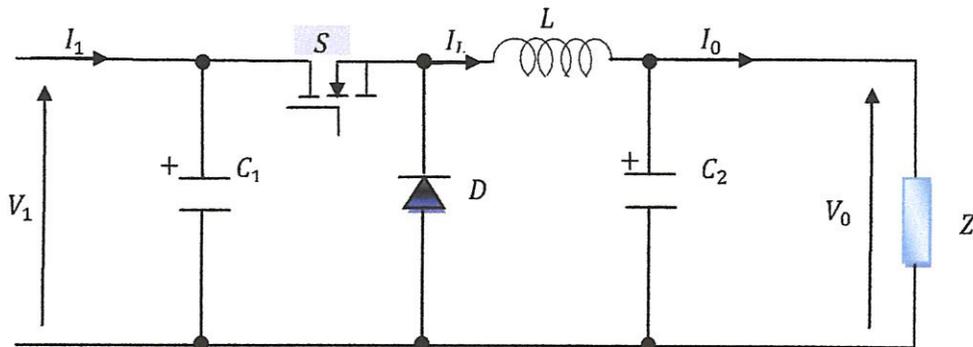


Fig. 1.22. Circuit idéal d'un convertisseur abaisseur (Buck).

Il est possible de concevoir des convertisseurs de type élévateurs-abaisseurs (Buck-Boost) qui combine les propriétés des deux Hacheur déjà étudiés. Il peut être employé pour transformer idéalement n'importe quelle tension continue d'entrée en n'importe quelle tension continue de sortie. La figure I.23 illustre son circuit idéal [17].

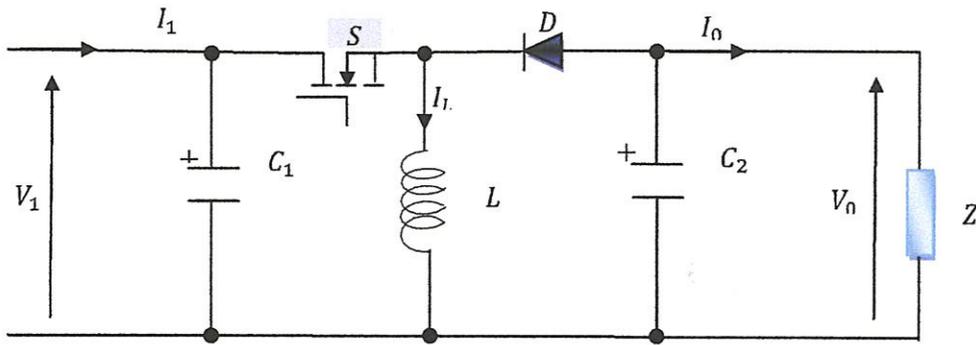


Fig. 1.23. Circuit idéal d'un convertisseur élévateur- abaisseur (Boost-Buck).

Dans le tableau 1.1 nous avons résumé les caractéristiques des différents types d'hacheurs.

Tab. 1.1. Comparaison entre les différents types des convertisseurs DC/DC.

Type de convertisseur DC- DC	Rapport de conversion $M(D)=Vs/Ve$	Avantage	Inconvénients
Boost	$1/1-D$	<ul style="list-style-type: none"> • Architecture simple. • Rendement très élevé. 	<ul style="list-style-type: none"> • Intervalle limité des points d'opération
Buck	D	<ul style="list-style-type: none"> • Architecture simple. • Rendement très élevé 	<ul style="list-style-type: none"> • Intervalle limité des points d'opération
Busk-Boost	$D/1-D$	<ul style="list-style-type: none"> • La gamme complète de l'exécution est possible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Architecture complexe

1.9. Onduleur DC-AC

Lorsque l'application se compose d'appareils fonctionnant en courant alternatif (AC) ; il faut convertir le courant continu que produisent les panneaux PV, en courant alternatif compatible et utilisable par ces appareils pour cela on utilise des dispositifs appelés onduleur.

Dés que le nombre d'appareils est important, il est avantageux de choisir un onduleur performant.

- **Onduleur autonome :** Un onduleur autonome est un convertisseur statique continu-alternatif, il permet d'alimenter une charge en alternatif à partir d'une source continue. Dans certaines conditions, un redresseur commandé peut envoyer de l'énergie d'une source continue à une source alternative: c'est le fonctionnement dit en onduleur non

autonome ou assisté [18]. Ce type d'onduleur est alimenté via la batterie. Il doit fournir une tension constante et une fréquence aux charges.

1.10. Méthodes de recherches et de poursuite du Point de Puissance Maximal

Comme il a été expliqué, le point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point), qui correspond au point de fonctionnement optimal, se déplace en fonction des conditions de fonctionnement du module photovoltaïque. Les conditions de fonctionnement les plus significatives sont la température du module et l'ensoleillement qu'il subit.

Ces conditions atmosphériques subissent des variations au cours du temps et peuvent parfois changer brusquement. On peut rencontrer une variation brutale de l'ensoleillement dans un panneau fixe lors du passage de nuages par exemple, ou dans les véhicules solaires lorsqu'ils passent dans une zone ombrée par des arbres ou des constructions. On rencontre le cas d'une diminution rapide de la température lorsqu'il y'a des averses soudaines par exemple, mais le cas d'une augmentation brutale de température ne se produit pratiquement jamais.

Pour que le panneau fournisse sa puissance maximale disponible, il faut donc une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque. Pour suivre les variations du MPP, on doit utiliser un dispositif de poursuite automatique appelé MPPT (Maximum Power Point Puissance). Ce dispositif de poursuite automatique appelé rôle de rechercher continuellement le point MPP quelque soient les conditions de fonctionnement. Ce contrôleur MPPT doit satisfaire certaines conditions telles que la stabilité et la rapidité de la réponse. La figure 1.24 présente le schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT.

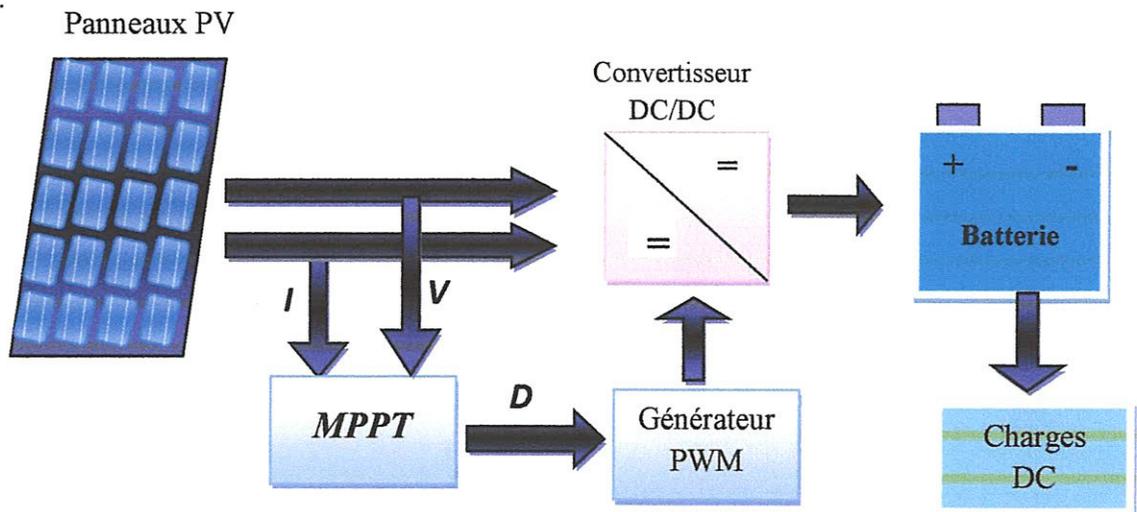


Fig. 1.24. Schéma synoptique d'un système PV avec MPPT.

1.10.1. État de l'art de la commande MPPT

1.10.2. Nécessité de la commande MPPT

La méthode la plus simple d'exploiter l'énergie électrique fournis par un GPV est de le raccorder directement à une batterie ou une charge DC par une diode anti-retour afin de le protéger. L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{MAX} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti [19-11].

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique $I-V$ du GPV et la caractéristique $I-V$ de la charge et comme le GPV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM et qui sont aussi dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. Nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

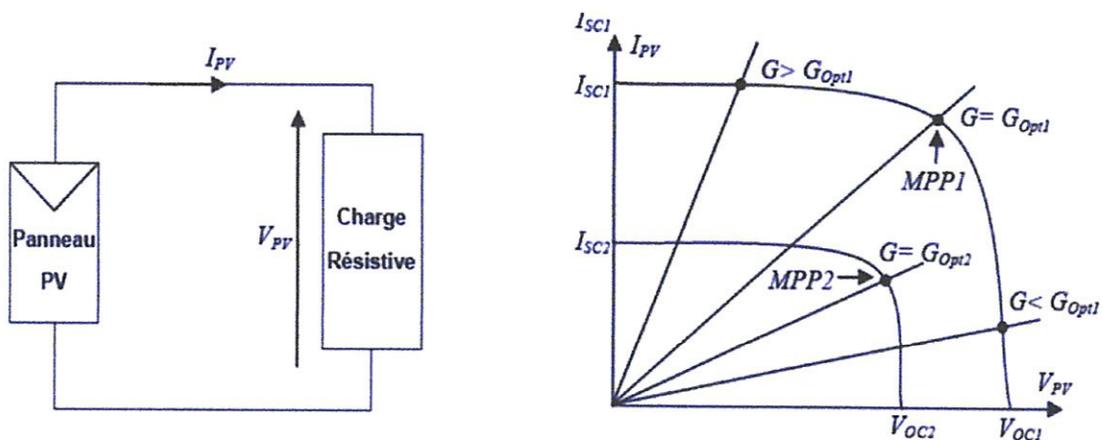


Fig. 1.25. Connexion directe d'un GPV sur une charge résistive.

1.10.3. Mise en œuvre de la commande

La commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle possédant des degrés de liberté qui permettent de pouvoir faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans la plus commune des cas, la solution communément adoptée consiste à utiliser un circuit MPPT constitué d'un étage de puissance appelé convertisseur statique et d'un contrôleur MPPT. Ce dernier, à travers une commande MPPT, fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit le P_{MAX} disponible à ses bornes [11]. En effet, l'apport sur le rapport cyclique mène en réalité à varier l'impédance vue par le GPV ce qui conduit à maintenir son fonctionnement en P_{MAX} .

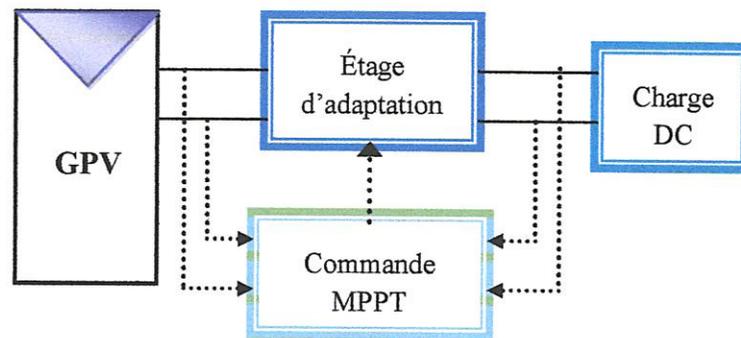


Fig. 1.26. Chaîne élémentaire de conversion PV menée d'une commande MPPT.

1.11. Étude de cas

1.11.1. Méthode Perturbation et Observation (P&O)

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé (figure.1.27), et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation des systèmes par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur de la puissance précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédant sinon on inverse la perturbation du cycle précédant.

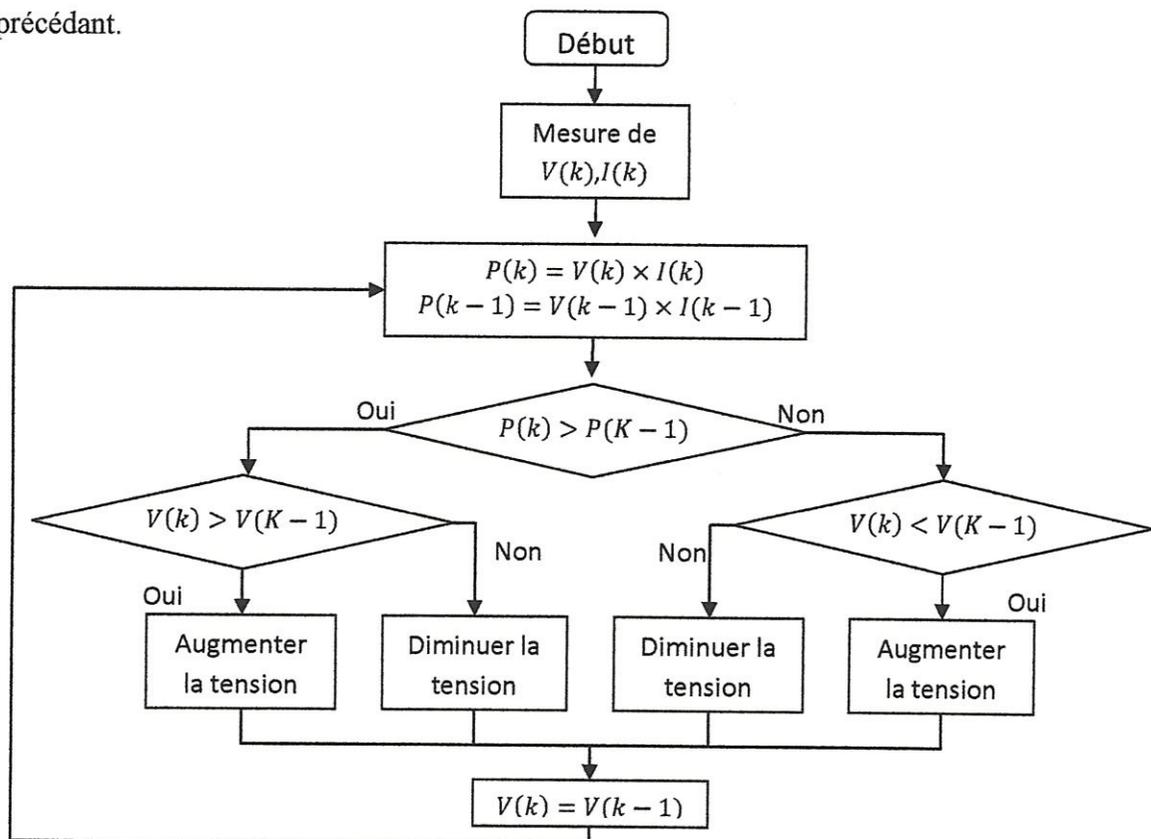


Fig. 1.27. Organigramme de la méthode P&O [18].

D'abord la tension V et le courant I sont mesurés pour calculer la puissance $P(k)$. Cette valeur $P(k)$ est comparée à la puissance obtenue durant la dernière mesure $P(k-1)$. Si la puissance fournie par le panneau a augmenté depuis la dernière mesure, l'incrément ou des incréments du rapport cyclique D continuera dans le même sens que lors du dernier cycle et ceci est fait par le test sur dV .

- Si $dV > 0$ cela veut dire qu'on a incrémenté V durant le dernier cycle c'est-à-dire $D(k-1) = D(k) + \Delta D$
- Si $dV < 0$ cela veut dire qu'on a décrément V durant le dernier cycle c'est-à-dire qu'on va mettre $D(k-1) = D(k) - \Delta D$ donc on termine dans le chemin où P continue à augmenter.

Si la puissance fournie par le panneau a diminué depuis la dernière mesure, l'incrément ou des incréments du rapport cyclique d sera en sens inverse par rapport au dernier cycle et ceci est fait aussi par le test sur dV .

Les deux figures suivantes résument bien ce principe.

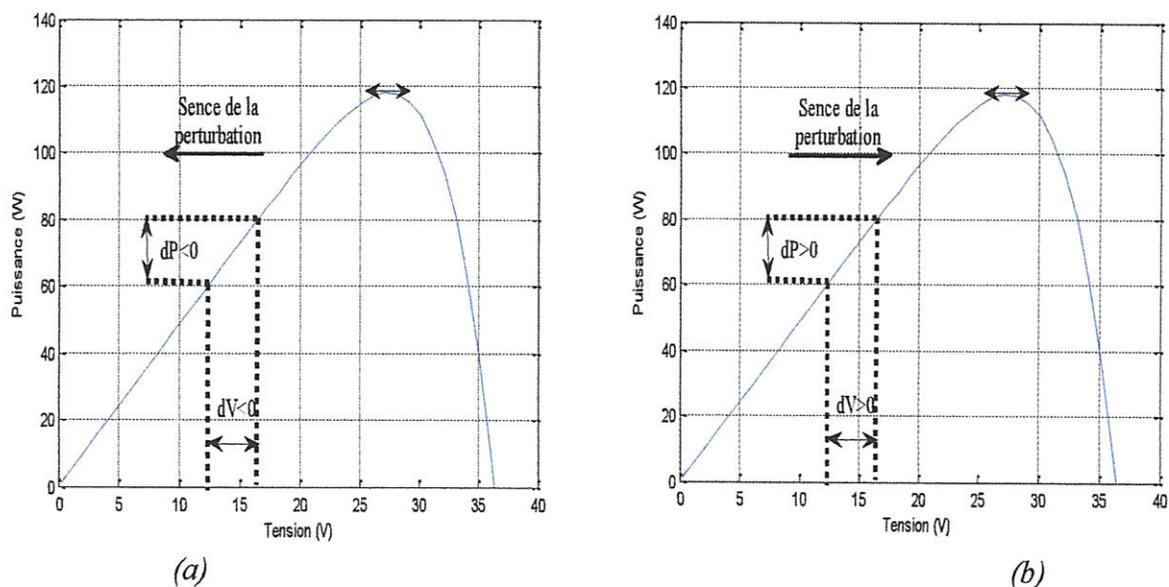


Fig. I.28. Principe de fonctionnement de P&O :

(a) Vers le PPM ; (b) Loin du PPM.

Le principe simple et la facilité de mise en œuvre fait de cette méthode, la technique MPPT la plus utilisée, mais d'autre par elle comporte plusieurs inconvénients tel que l'ondulation autour du PPM et l'inaptitude de traquer ce point si les conditions

météorologiques changent rapidement ; c'est pour ces raisons que d'autres méthodes ont été élaborées.

1.11.2. Conductance incrémentale

Pour remédier aux quelques problèmes de l'algorithme P&O cités précédemment la méthode de conductance incrémentale a été proposée. Dans cet algorithme la dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée d'une autre manière. Elle est calculée en fonction de la tension V et sa différence dV et du courant I et sa différence dI . Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droite [19]. Donc on a :

$$P = V \times I \quad (1.23)$$

Donc :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d}{dV}(V \cdot I) = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad (1.24)$$

Enfin :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow I + V \cdot \frac{dI}{dV} = 0 \equiv \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0 \quad (1.25)$$

où les termes $\frac{I}{V}$ et $\frac{dI}{dV}$ représentent, respectivement, la conductance et la conductance incrémentale ; donc le point de puissance maximale peut être traqué en comparant la conductance incrémentale avec l'inverse de la conductance instantanée. La relation (1.18) montre que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source égale à l'inverse de la conductance incrémentale de la source [20].

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0, \text{ Si } \frac{I}{V} > -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} = 0, \text{ Si } \frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} < 0, \text{ Si } \frac{I}{V} < -\frac{dI}{dV} \end{cases} \quad (1.26)$$

La figure 1.28 montre le signe de la dérivée de la puissance par rapport à la tension pour différentes zones de la caractéristique $P(V)$ d'un GPV.

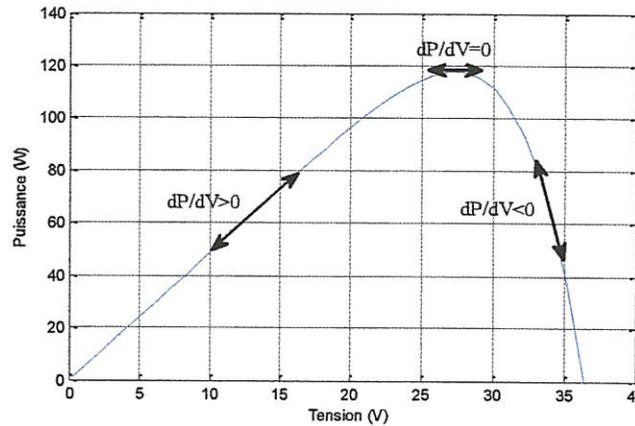


Fig. I.29. Signe de dP/dV pour différentes zones de fonctionnement.

1.11.3. Contre réaction du courant

Dans toutes les deux méthodes MPPT présentées jusqu'ici, une mesure de I et V a été employée pour obtenir des informations sur la puissance actuelle de sortie du panneau. Basé sur cette information, le mécanisme MPPT ajuste la tension V de sortie du panneau pour déplacer le point de fonctionnement des piles solaires plus près de leur MPP.

Cette méthode MPPT utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel actuel du système. L'avantage de cette méthode est qu'elle est simple, contrairement aux méthodes mentionnées précédemment [18]. Le principe de cette méthode est basé sur l'exploitation de la relation quasi linéaire qui existe entre le courant de court-circuit I_{cc} et le courant de fonctionnement optimal I_{MPP} [20] :

$$K = \frac{I_{MPP}}{I_{cc}} = \text{constante} < 1 \quad (1.27)$$

La constante K est calculée expérimentalement sous des conditions d'éclairement et de température changeants ; mais le problème qui se pose est l'obtention du I_{cc} durant le fonctionnement du système.

1.11.4. Asservissement de la tension du GPV

Le principe est d'asservir la tension du GPV afin qu'elle converge vers le V_{MPP} qui correspond au PPM. Selon la nature de la tension de référence on distingue :

- Tension de référence fixe.
- Tension de référence variable.

a) Tension de référence fixe

Cette méthode suppose que les variations de l'éclairement et de la température au niveau du générateur PV entraînant des variations insignifiantes de la tension optimale, et qu'une tension constante de référence constitue une approximation adéquate du point de puissance maximale.

Pour prendre en compte l'effet du vieillissement des systèmes et à cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est dévié, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures le long des périodes de l'année.

b) Tension de référence variable

Cette méthode est basée sur l'observation, à partir des courbes, que le rapport entre la tension au PPM du module, V_{MPP} , et la tension en circuit ouvert, V_{CO} , est approximativement constant. En d'autres termes:

$$\frac{V_{MPP}}{V_{CO}} \approx K \quad (1.28)$$

tel que : $0 < K < 1$. La tension à vide du panneau V_{CO} est mesurée en interrompant le fonctionnement normal du système avec une certaine fréquence, stockant la valeur mesurée, et puis ajustant la tension de référence sur une certaine fraction de la tension du circuit ouvert qui a été expérimentalement déterminée. Cette tension de référence est comparée à la tension de fonctionnement du panneau et le signal d'erreur résultant est employé comme entrée dans la commande MLI du convertisseur DC-DC.

Cette augmentation permet la commande de la tension de fonctionnement du panneau PV avec la considération de facteurs importants comme l'insolation et la température. En plus, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface de cellules sont aussi pris en compte.

L'interruption du fonctionnement du système avec une certaine fréquence engendre des pertes qui sont estimées à 0,05% de la puissance maximale disponible. On estime que des pertes provoquées par l'inexactitude de localisation du point de puissance maximale (MPP) réel sont autour 0,5%. L'interruption fréquente du système provoque une augmentation du bruit électrique [11-20].

Pour éviter les inconvénients liés à l'interruption fréquente de l'exploitation du système, on propose l'utilisation d'une cellule pilote. C'est une cellule PV simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée photovoltaïque.

Sa tension V_{CO} est constamment mesurée, elle fournit donc l'information implicite du reste des conditions de fonctionnement courantes du panneau. La tension de la cellule pilote est multipliée par un certain facteur constant pour être comparée à la tension de référence de la boucle de contre réaction.

Puisque cette méthode emploie toujours un facteur fixe pour estimer la tension optimale V_{MPP} d'une valeur mesurée de V_{CO} , le point de puissance maximale n'est pas toujours vraiment obtenu. Cette technique est fondée sur la connaissance des caractéristiques du panneau PV pour estimer le lieu du point de puissance maximale [17].

1.12. Avantages et inconvénients d'une installation PV

1.12.1. Avantages

- D'abord, grâce à leur fiabilité et leur autonomie, les systèmes PV sont les mieux adaptés à être utilisés en sites isolés où le prolongement des lignes électrique est coûteux est constitue une méthode d'alimentation de secours lors de pannes d'électricité dans les sites connectés au réseau électrique.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux PV permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatts.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- L'énergie solaire est gratuite, renouvelable et inépuisable et constitue la source d'énergie la mieux partagée.
- La production de l'électricité solaire compense pour les émissions à effet de serre et polluant provenant de la production de combustible fossile et pour les déchets associés à la production d'énergie nucléaire [17].

1.12.2. Inconvénients

Malgré le nombre important d'avantages apporté par la filière PV, cette alternative présente des inconvénients ; dont le premier est lié à la nature intermittente de la ressource solaire, ceci pose un problème dans le cas par exemple des installations PV non raccordés au

réseau, par ce qu'il sera nécessaire de stocker l'énergie le plus souvent dans des batteries, ce qui pose des problèmes de poids, d'encombrement, de coût et de surtout de pollution. Mais l'inconvénient majeur de cette filière reste le coût élevé des installations PV malgré les efforts menés dans ce domaine pour abaisser les coûts d'installation des ces systèmes ; le prix du kilowattheure reste encore élevé [11]; c'est pour ça que cette technologie est utilisé dans le domaine spatial où le critère qui compte est le dollar par kilogramme non pas le dollar par watt.

On trouve aussi d'autre inconvénients qui influent plus au moins sur cette filière d'énergie renouvelable tel que :

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs PV ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Le faible rendement des panneaux PV s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur [15].

1.13. Conclusion

Dans le présent chapitre nous avons présenté les concepts de base pour la compréhension et de la maîtrise des principes de la conversion photovoltaïque.

Nous avons commencé par définir l'énergie solaire ; ensuite nous avons abordé l'effet photovoltaïque ; La modélisation de la cellule PV, caractéristiques électriques module PV et les éléments d'un système PV. Pour terminer ; les inconvénients et les avantages de la filière photovoltaïque ont été présenté.

CHAPITRE

2

OUTILS D'OPTIMISATION : LES ALGORITHMES GÉNÉTIQUES

Résumé :

L'objectif de ce chapitre est de fournir un cadre pour les travaux menés dans ce mémoire, qui met l'accent sur les principales notions théoriques et pratiques d'une des techniques de l'intelligence artificielle : Les Algorithmes Génétiques. De l'optimisation à la conception des lois de commande pour le contrôle des systèmes photovoltaïques est le sujet principal de ce chapitre.

S'il n'y a pas de solution,

C'est qu'il n'y a

Pas problème.

Devise Shadok

2.1. Introduction

Les principes de base des Algorithmes Evolutionnaires (AE), dont les plus connus sont les Algorithmes Génétiques (AGs), s'inspirent de l'observation des phénomènes biologiques, plus précisément de la capacité des populations d'organismes vivants à s'adapter à leur environnement à l'aide de mécanismes de sélection et d'héritage génétique. En d'autres termes, ces AE représentent une version artificielle, informatique, de la théorie de l'évolution décrite par Charles Darwin. Les AGs, développés par John Holland et ses collaborateurs à l'université de Michigan puis Goldberg qui les a utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation de fonctions [16] & [21]. D'autres chercheurs ont suivi cette voie, en particulier Michalewics, Lance Chambers, ... etc. [22-23]. Il s'agit d'une procédure de traitement parallèle souvent utilisée dans les problèmes d'optimisation.

2.2. Principe de fonctionnement des AGs

Les AGs, basés sur la métaphore de la discipline biologique de même nom, sont des méthodes d'optimisation d'ordre zéro. Ils ne font appel qu'à l'évaluation de coût en des points

distincts et non à ses différentes dérivées. Les AGs s'inspirent de la métaphore biologique des lois de la génétique naturelle qui président aux règles de l'évolution des espèces.

Chaque individu d'une population ($Pop.i|_{i=1,\dots,P}$) est baptisé 'chromosome' ($Ch_{x_i}^{(j)}|_{i=1,\dots,N}^{j=1,\dots,T}$) (individu ou variable). Chaque chromosome est constitué d'informations élémentaires appelées 'gènes' ($\mathcal{G}_j|_{j=1,\dots,m}$). Chaque gène peut prendre différentes valeurs appelées 'allèles', dans une représentation (codage) donnée. Lorsque l'information est codée en binaire, les seuls allèles possibles sont 0 et 1.

Mais, nous pouvons, également, coder l'information sous forme de nombres réels. La fonction coût est souvent appelée 'fonction d'évaluation' ou 'fonction d'aptitude' (*fitness function*) ou *fonction objectif*. Elle représente le lien entre l'AG et l'environnement de fonctionnement (phénotype).

A chaque itération, appelée 'génération' (*gen*), une population va donner naissance à une nouvelle population. A chaque génération, on fait évaluer les performances des individus parents. Sur la base de cette évaluation, l'opération de sélection aura lieu. Les individus sélectionnés participent à la production d'une nouvelle génération. La figure 2.1 est une formulation graphique des vocabulaires des AGs.

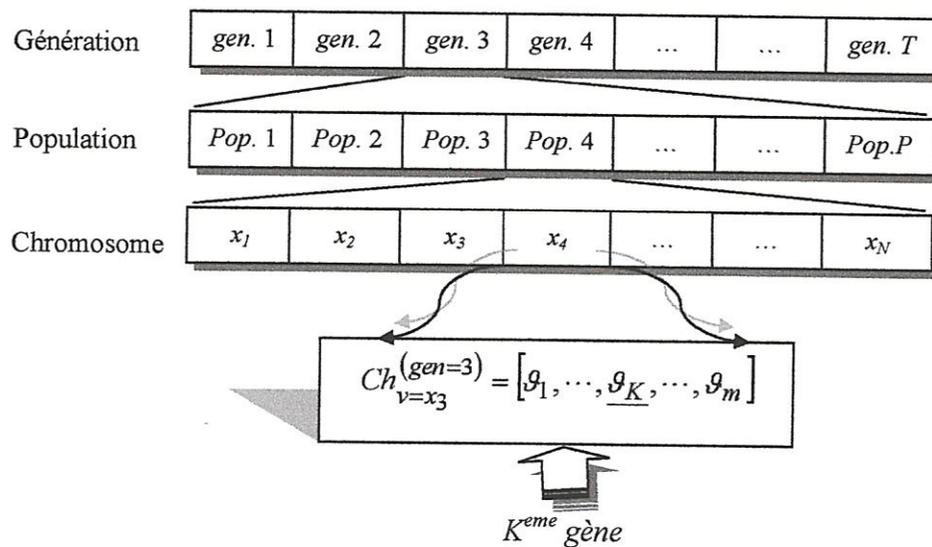


Fig. 2.1. Structure des données dans un AG.

La reproduction se fait par croisement des gènes des chromosomes et peut s'accompagner de mutations. La nouvelle génération peut contenir des individus parents ou être, entièrement, constituée d'individus enfants. L'AG de base peut être définie par un ensemble de paramètres fonctionnels assurant sa bonne exécution :

$$\text{AG} \equiv \left\{ \text{Type_coding}, \text{Pop_ini}, \text{Max_Pop}, \text{Parm_op} (P_m(\text{gen}), P_c(\text{gen})), \right. \\ \left. \text{gen}, \text{Fitness}, \text{Max_gen} \right\} \quad (2.1)$$

avec,

<i>Type_coding</i>	:	Le type de codage utilisé (réel, binaire, ... etc.).
<i>Pop_ini</i>	:	Population initiale.
<i>Max_Pop</i>	:	Taille maximale de la population.
<i>Parm_op</i> ($P_m(\text{gen}), P_c(\text{gen})$)	:	Probabilités des opérateurs génétiques de mutation et de croisement, respectivement.
<i>Fitness</i>	:	La fonction d'aptitude (Fitness).
<i>gen</i>	:	Génération en cours.
<i>Max_gen</i>	:	Nombre maximal de génération.

Tous les AGs courants ne se différencient que par la taille de leur population, le mode du codage utilisé, les méthodes de sélection, de croisement et les formes de la mutation. L'implémentation d'un AG est spécifique au problème à résoudre. Les considérations principales sont les suivantes [24] :

- Détermination d'une configuration initiale de l'algorithme, c'est-à-dire, la taille de la population, les probabilités pour l'application des opérateurs génétiques, ... etc.
- Définir le mode de représentation des chromosomes (binaire, entier ou réel).
- Etablir la façon de générer la population initiale.
- Choix de la fonction d'évaluation.
- Choix de la méthode de sélection.
- Choix des opérateurs génétiques : Le croisement et la mutation doivent être adaptés au type de représentation choisie.

Partons d'une population initiale de N chromosomes générés, aléatoirement $\left(Ch_{x_i}^{(0)}, (i=1, \dots, N) \right)$, où l'on suppose que ces N chromosomes couvrent, le mieux possible, l'ensemble du domaine de définition.

On évalue leur performance relative (*fitness*) qui permet de quantifier sa qualité. Sur la base de ces performances, on crée une nouvelle population des individus potentiels en utilisant les opérateurs évolutionnaires simples : La sélection, le croisement et la mutation. On recommence ce cycle jusqu'à l'obtention d'une solution satisfaisante.

Une description abstraite de l'AG de base est donnée par le schéma de la figure 2.2.

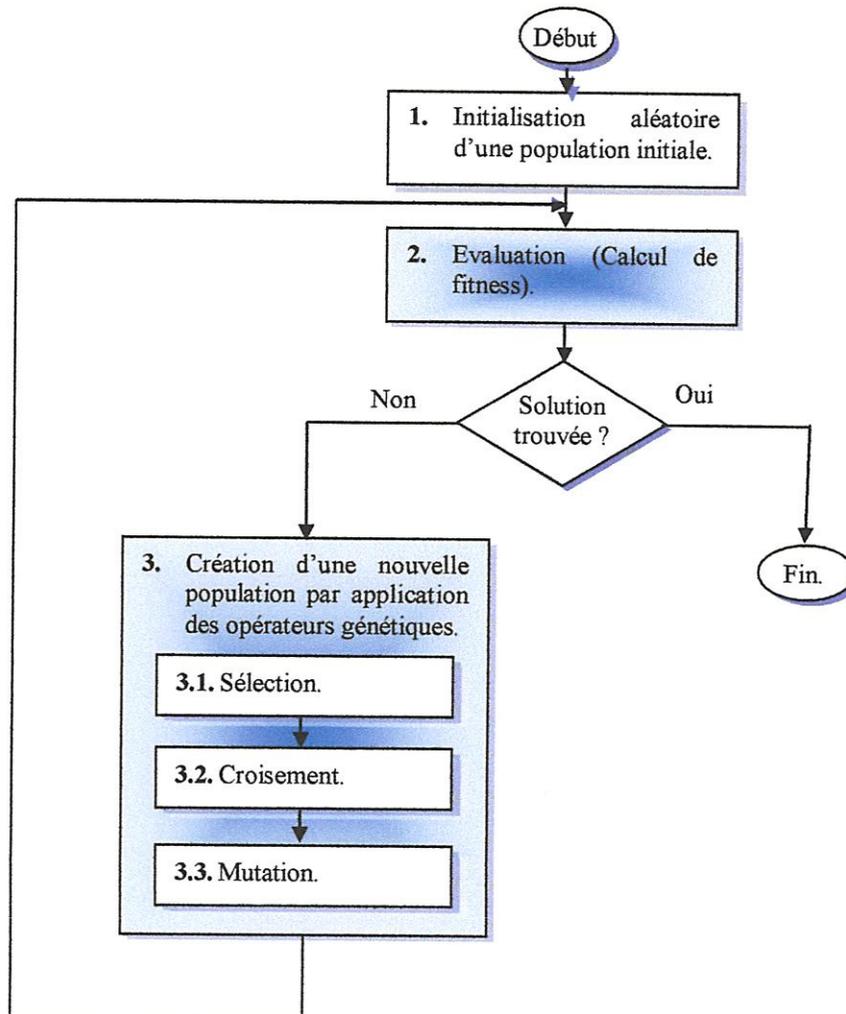


Fig. 2.2. Organigramme général d'un AG de base.

2.3. Codage

Les AGs diffèrent des autres méthodes d'optimisation car ils utilisent un codage des variables (solutions), plutôt que les variables elles-mêmes. Le codage désigne le processus qui transforme les variables en un chromosome.

$$x_c = [(x_c)_1, (x_c)_2, \dots, (x_c)_m] \in \mathfrak{R}^m \rightarrow [\mathcal{G}_1, \mathcal{G}_2, \dots, \mathcal{G}_m] \quad (2.2)$$

L'AG de base emploie un codage binaire qui s'appuie sur la représentation $\{0,1\}$. Le codage binaire suppose en pratique la définition d'un intervalle admissible pour les variables et une discrétisation de cet intervalle. Pour chaque variable réelle $(x_c)_i$, on définit une limite

inférieure $(x_c^{\min})_i$ et une limite supérieure $(x_c^{\max})_i$ au domaine de variation. En supposant que la discrétisation fournisse une précision de π_i^{cs} chiffres significatifs, le nombre de gènes nécessaire au codage de la variable $(x_c)_i$ est le plus petit entier l_i vérifiant :

$$\left((x_c^{\max})_i - (x_c^{\min})_i \right) \cdot 10^{\pi_i^{cs}} \leq 2^{l_i} - 1 \quad (2.3)$$

Un chromosome étant constitué des gènes associés à chaque variable mis bout à bout, le nombre total de gènes d'un chromosome, caractérisant un individu et un point dans l'espace de recherche est alors :

$$l = \sum_{i=1}^m l_i \quad (2.4)$$

La transformation d'un chromosome en variables réelles peut se faire de manière naturelle par la relation :

$$(x_c)_i = (x_c^{\min})_i + \frac{(x_c^{\max})_i - (x_c^{\min})_i}{2^{l_i} - 1} \sum_{i_{bit}=1}^{l_i} 2^{i_{bit}-1} \cdot val_{bin}(i_{bit}) \quad (2.5)$$

où $val_{bin}(i_{bit})$ représente la valeur binaire, 0 ou 1, du gène i_{bit} associé à la variable $(x_c)_i$.

2.4. Evaluation

En raison de son analogie avec le processus de l'évolution naturelle, l'AG est naturellement formulé en termes de maximisation. Etant donnée une fonction F réelle à une ou plusieurs variables, le problème d'optimisation dans un espace de recherche \mathcal{V} s'écrit comme suit :

$$\max_{\mathcal{G} \in \mathcal{V}} \{F(\mathcal{G})\} \quad (2.6)$$

Dans beaucoup de situations, l'objectif est exprimé sous forme de minimisation d'une fonction coût ou d'un critère de performances $J(\cdot)$:

$$\min_{\mathcal{G} \in \mathcal{V}} \{J(\mathcal{G})\} \tag{2.7}$$

Pour passer d'un problème de minimisation à un problème de maximisation bien adapté à la nature de l'AG, plusieurs méthodes de transformations sont proposées, connues sous l'appellation de *techniques d'aptitudes* «en anglais : fitness techniques» [21]. La plus utilisée est :

$$F(\mathcal{G}) = \frac{C^{te1}}{(1 + J(\mathcal{G}))^{C^{te2}}} \tag{2.8}$$

où C^{te2} est une constante qui affecte la performance. $C^{te1} \in]0, +\infty]$ est, convenablement, choisie de sorte que $F(\cdot)$ ne soit pas trop petite.

Le processus d'interaction entre l'AG et la fonction à optimiser, c'est-à-dire, l'environnement est schématisé par la figure 2.3.

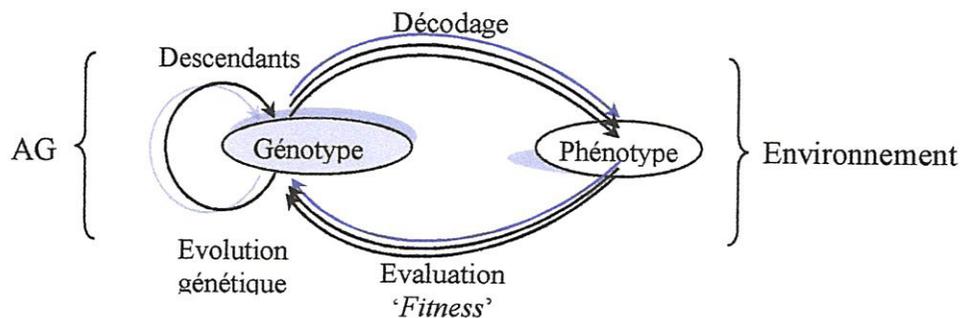


Fig. 2.3. Processus d'interaction AG - Environnement.

Il est à noter qu'aucune certitude concernant la convergence de l'algorithme vers un optimum global n'est assurée et la solution '*en temps fini*' ne constitue qu'une approximation de l'optimum. L'AG s'arrête quand un indice de performances donné ou un nombre maximum de génération est atteint ou quand la diversité de la population est trop faible :

$$\max_{\substack{\mathcal{G} \in \mathcal{V} \\ k \leq \text{Max_Pop}}} F_k(\mathcal{G}) - \min_{\substack{\mathcal{G} \in \mathcal{V} \\ k \leq \text{Max_Pop}}} F_k(\mathcal{G}) < \varepsilon \tag{2.9}$$

où ε est un seuil donné.

En se basant sur le principe de fonctionnement des AGs, certains de ses avantages sont tirés [21] :

- L'optimisation s'effectue dans le domaine continu comme dans le domaine discret.
- Les AGs travaillent avec des données générées numériquement, données expérimentales, analytiques ou fonctions.
- Les AGs, algorithmes itératifs de recherche globale, explorent en *parallèle* un ensemble de solutions possibles à un problème donné et non une seule solution. Les AGs sont bien adaptés à l'implémentation hardware sur des machines parallèles.
- L'optimisation des variables avec des coûts, extrêmement, complexes.
- Fournir une liste de solutions optimales et non seulement une solution unique.
- Les AGs possèdent une représentation codée et cherchent une représentation dans l'espace des solutions et non pas directement dans le domaine original.
- Les AG n'utilisent que les valeurs de la fonction à optimiser, pas sa dérivée ou une autre information auxiliaire.
- Les AGs utilisent des règles de transitions probabilistes (pseudo aléatoires) et non déterministes comme outils pour guider l'exploration à travers les régions de l'espace de recherche.

2.5. Mécanisme d'un AG standard

A partir d'une population initiale de chromosomes créée, aléatoirement, l'AG génère de nouveaux chromosomes pour construire une nouvelle génération, par application des opérateurs de sélection et de la reproduction.

2.5.1. Sélection

La sélection permet d'identifier les individus susceptibles à la reproduction dans une population. Il y a plusieurs façons d'exercer une pression sélective sur la population. La plus radicale consiste à ne conserver que les meilleurs individus. Mais, les risques de perte de la diversité sont importants avec ce type de stratégie. Des stratégies de sélection plus souples ont été développées [21-22]:

a. Sélection par roue de fortune (proportionnelle)

Son principe est équivalent à une recherche linéaire sur une roue de fortune 'de loteries' dont les sections ont des tailles proportionnelles aux valeurs des fonctions

d'évaluation des individus. Dans un problème d'optimisation de maximisation, on associe à chaque individu i une probabilité de sélection, notée P_{Sel}^i , proportionnelle à sa valeur F^i de la fonction objectif, donnée par :

$$P_{Sel}^i = \frac{F^i}{\sum_{j=1}^{Max_Pop} (F^j)} \quad (2.10)$$

Chaque individu est alors reproduit avec la probabilité P_{Sel}^i . Certains individus (les 'bons') ont 'plus' de chance de participer à la reproduction et d'autres (les 'mauvais') seront éliminés.

b. Sélection par rang

Dans cette méthode, les individus sont classés en fonction de leurs fonctions d'évaluation. La probabilité de sélection d'un individu est déterminée en fonction de son ordre dans la population. Pour un problème de minimisation, les individus sont ordonnés selon l'ordre décroissant. Les probabilités de sélection sont indexées sur les rangs des individus :

$$P_{Sel}(Parent_i) = \frac{Rang(Parent_i)}{\sum_{j=1}^{Max_Pop} Rang(Parent_j)} \quad (2.11)$$

c. Sélection aléatoire

La sélection des individus se fait d'une manière aléatoire sans prise en compte de leurs fonctions d'évaluation. Chaque individu a une chance d'être sélectionné avec une probabilité uniforme de :

$$P_{Sel}^i = \frac{1}{Max_Pop} \quad (2.12)$$

Généralement, cette méthode est moins utilisée parce que la convergence de l'algorithme est trop lente.

d. Sélection par compétition 'tournoi'

Une compétition aura lieu entre les individus d'une sous population de taille N ($N \leq Max_Pop$) prise au hasard. Le meilleur élément du groupe est choisi comme

vainqueur et sera sélectionné à la reproduction. Si $N = 1$, la méthode de sélection correspond à la sélection aléatoire. Si $N = Max_Pop$, l'algorithme sera réduit à un algorithme de recherche locale fonctionnant sur une seule solution à la fois.

2.5.2. Reproduction

La reproduction représente la phase de l'évolution génétique. Cette opération permet la construction d'une nouvelle population 'génération', par application des opérateurs de croisement et de mutation.

a. Opérateurs de croisement

Le croisement a pour but d'assurer la diversité des solutions dans la population, tout en manipulant les composantes 'gènes' des chromosomes. Dans l'AG de base, les croisements sont envisagés avec 2 parents et génèrent 2 enfants. Ce n'est que l'échange partiel du matériel génétique entre parents pour obtenir des enfants qui prennent les caractéristiques de leurs parents.

L'opération de croisement est appliquée avec une probabilité P_c . Le mode de représentation des chromosomes joue un rôle important dans le choix du type de croisement : simple (en un point ou multipoints), arithmétique (simple ou entier) ou heuristique.

a.1. Croisement simple

Deux paires de chromosomes Ch_g et Ch_s sont sélectionnés aléatoirement. Un échange partiel de matériel génétique aura lieu à partir d'un site choisi aléatoirement. Une représentation schématique de cette opération est donnée par le schéma de la figure 1.4. Ce type de croisement est unique quelque soit le mode de codage des chromosomes.

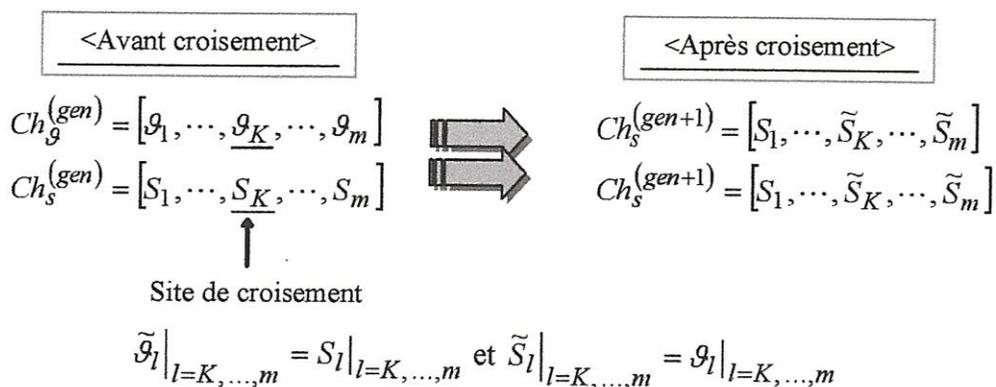


Fig. 2.4. Croisement.

a.2. Croisement arithmétique simple

Dans ce mode de croisement, les valeurs des gènes sélectionnés à l'opération de croisement sont calculées par les expressions suivantes :

$$\tilde{g}_j \Big|_{j=K, \dots, m} = \alpha \cdot \mathcal{G}_j + \beta \cdot S_j \quad (2.13)$$

$$\tilde{S}_j \Big|_{j=K, \dots, m} = \alpha \cdot S_j + \beta \cdot \mathcal{G}_j \quad (2.14)$$

où α et β sont des nombres aléatoires $\in [0, 1]$.

b. Opérateurs de mutation

L'opérateur de mutation inverse ou modifie 'en appliquant des perturbations aléatoires ou de petites modifications' une ou plusieurs composantes 'gènes' d'un chromosome. Cet opérateur permet d'avoir une large diversité de solutions dans la population.

La fréquence d'application de cet opérateur est contrôlée par un paramètre connu sous la probabilité 'taux' de mutation P_m . Cette valeur est fixée par l'utilisateur dans certaines applications des AGs. Par contre, elle peut changer, dynamiquement ou peut être adaptée automatiquement, par un processus d'évolution. La figure 2.5 schématise, clairement, le processus de mutation.

Dans la figure 2.5, \tilde{g}_K est la composante mutée de \mathcal{G}_K . Il existe un certain nombre d'opérateurs de mutation définis dans la littérature qui, évidemment, dépend du mode de représentation des chromosomes utilisé [24].

⊕ *Représentation des gènes en nombres réels :*

- Mutation uniforme.
- Mutation non uniforme.
- Mutation gaussienne.
- Mutation dans les bornes.
- Mutation chaotique .

⊕ *Représentation des gènes en nombres binaire pur :*

- Mutation par inversion.

⊕ *Représentation des gènes en nombres entier :*

- Mutation uniforme.

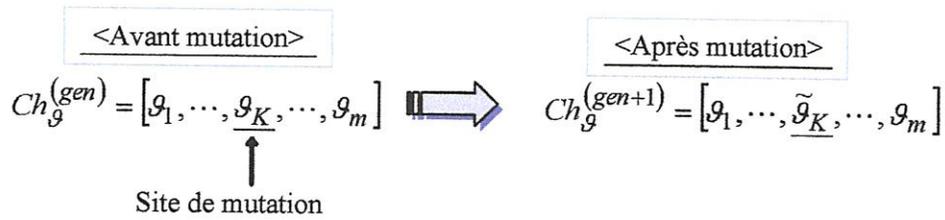


Fig. 2.5. Mécanisme de l'opération de mutation.

- ⊕ La *mutation uniforme* est identique à celle du codage binaire, c'est-à-dire, inversion de bit. Ainsi, chaque variable $g_i \in V$ est changée selon une certaine probabilité en un nombre aléatoire tiré dans une distribution uniforme dans l'intervalle $[g_i^{\min}, g_i^{\max}]$, avec g_i^{\min} et g_i^{\max} sont les bornes inférieure et supérieure de g_i , respectivement.
- ⊕ La *mutation non uniforme* (non linéaire) revient à changer la variable g_i en un nombre tiré dans une distribution non uniforme [22]. Cette nouvelle variable \tilde{g}_i est telle que :

$$\tilde{g}_i = \begin{cases} g_i + (g_i^{\max} - g_i) \cdot f(gen) & \text{si } \delta < 0.5 \\ g_i - (g_i - g_i^{\min}) \cdot f(gen) & \text{si } \delta \geq 0.5 \end{cases} \quad (2.15)$$

$$f(gen) = \tilde{\delta} \cdot \left(1 - \frac{gen}{Max_gen}\right)^\tau \quad (2.16)$$

δ & $\tilde{\delta}$: Nombres aléatoires $\in [0, 1]$.

τ : Un paramètre déterminant le degré de non uniformité.

2.6. Amélioration des performances de l'AG standard

L'efficacité d'un algorithme évolutionnaire, en particulier un AG, dépend principalement du mode de représentation des chromosomes et des opérateurs génétiques adaptés à ses modes.

Toutefois, le choix des paramètres tels que la probabilité de mutation P_m , la probabilité de croisement P_c , la taille de la population, ... etc., est un élément clé dans le processus de configuration d'un algorithme évolutif.

Plusieurs améliorations ont été proposées et introduites sur l'AG standard dont l'objectif est d'assurer la convergence de l'algorithme vers un optimum global en un temps optimal.

Les mécanismes d'adaptation et de recherche des paramètres optimaux de l'AG permettent de maintenir une large diversité dans la population et d'empêcher, donc, la convergence prématurée dans l'exploration et de la recherche génétique.

Ces techniques et stratégies devront, aussi, conduire à de nouvelles améliorations de l'efficacité et de l'applicabilité des AGs.

2.7. Conception des lois de commande PID par les AGs

2.7.1. Algorithme de commande

Considérant le schéma blocs de la figure 2.6. Deux niveaux de conception sont adoptés pour la synthèse de l'algorithme de commande.

- Dans le niveau (I), les algorithmes génétiques sont utilisés pour trouver les gains optimaux de la structure commande PID tout en satisfaisant un critère de performances prédéterminé.

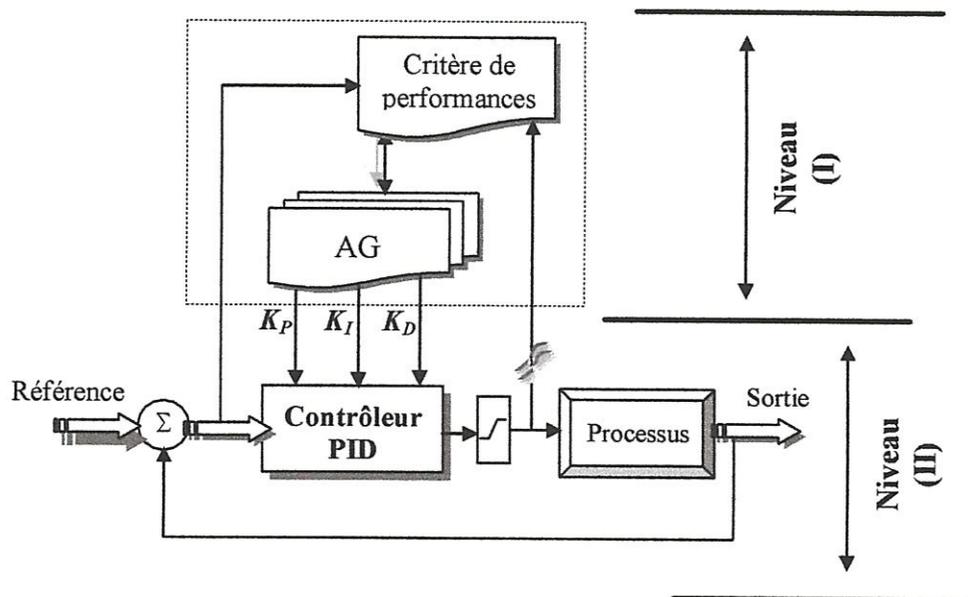


Fig. 2.6. Niveaux de conception & d'implémentation.

- Le niveau (II) est consacré à l'implémentation de la structure de commande optimisée dans le niveau (I). Dans ce qui suit les gains K_P , K_I et K_D sont considérés fixes (calculés par l'AG).

La forme incrémentale de la sortie de commande PID $u^{(n)}$ sera donnée par l'équation suivante :

$$u(n) = u(n-1) + K_0 \cdot e(n) + K_1 \cdot e(n-1) + K_2 \cdot e(n-2) \tag{2.17}$$

avec,

$$\begin{aligned} K_0 &= K_P + K_I + K_D \\ K_1 &= -K_P - 2 \cdot K_D \\ K_2 &= K_D \end{aligned} \tag{2.18}$$

Le but principal de l'application des AG pour l'approximation de fonction est non seulement de profiter des avantages des AG, mais de développer, également, une approche systématique de conception des systèmes.

Les caractéristiques de l'AG développé dans le reste du mémoire sont mentionnées par les tableaux 2.1 et 2.2, respectivement.

Tab. 2.1 : Modes du codage des chromosomes.

Paramètre	Mode de codage	Signification
K_P	Binaire	Gains des actions de contrôleur PID
K_I	Binaire	
K_D	Binaire	

Tab. 2.2 : Caractéristiques de l'AG.

Caractéristiques	valeurs
Taille de la population	$Max_Pop \in [20, 100]$
Nombre de génération	50
Représentation	Binaire
Initialisation	Aléatoire
Gains du PID	$0.0001 \leq K_p \leq 10$; $0.0001 \leq K_I \leq 10$; $0.0001 \leq K_D \leq 10$
Processus de selection	Roue de fortune
Opérateur de croisement	Croisement simple
Probabilité de croisement	$P_c = 0.5$
Opérateur de mutation	Mutation uniforme
Probabilité de mutation	$P_m = 0.01$
Fonction objectif 'Fitness'	$\max_k \sum_{k=0}^{k-1} e(k) $ où $e(k) = y(k) - y^d(k)$ est l'erreur de poursuite à l'instant d'échantillonnage k . \max_k est le nombre des échantillons des données.

2.8. Conclusions

Les AG sont des méthodes de recherche stochastique '*très flexibles*' basées sur des abstractions des processus d'évolution naturelle. Elles constituent des outils d'optimisation efficaces permettant de résoudre toute sorte de problème, de l'optimisation des fonctions au modélisation et contrôle des procédés industriels, tout en choisissant une représentation des individus, des opérateurs et une fonction d'évaluation adéquate. Ces choix sont fortement dépendants du problème. L'aspect parallèle de fonctionnement des AG leur permet l'implémentation sur des architectures parallèles [24]. Néanmoins, leur aspect magique et leur potentiel ne doivent pas masquer de nombreuses limitations :

- Les outils théoriques disponibles pour effectuer les choix optimaux des paramètres structurels et fonctionnels des AGs sont quasi-inexistants. Des propositions sont citées dans la littérature du domaine des AGs. Au final, il est *nécessaire* d'expérimenter de nombreuses combinaisons pour obtenir de *meilleurs* résultats et il est souvent difficile de justifier les choix effectués.
- Si les solutions trouvées sont généralement *bonnes*, il est rare que les AG trouvent le minimum global *souhaité* de manière certaine.

CHAPITRE

3

**Contrôle MPPT Hybride pour
l'amélioration des performances des
systèmes PV****Résumé :**

Dans ce chapitre, avons étudié la commande MPPT pour l'étage d'adaptation par l'utilisation d'un algorithme hybride : P&O- PID à optimisation génétique. Les résultats obtenus sont comparé pour vérifier la validité de l'approche utilisée.

La vie est une compétition,

Seuls les mieux adaptés,

Survivent et se

Reproduisent.

Darwin

3.1. Introduction

Il existe un seul point sur la courbe appelé Point de Puissance Maximale 'PPM' «en anglais : Maximum Power Point 'MPP'» pour lequel le module PV produit une puissance maximale qui doit être recherché par tout utilisateur de l'énergie solaire PV. Pour cela, un certain nombre de commandes MPPT a été mis au point ; dont les premières : dans ce domaine; datent des années 1970 pour des applications spatiales dans les compagnies et les centre de recherche comme Honeywell Inc ou NASA. Puis, plusieurs méthodes ont été développées et implémentées. Ces méthodes varient selon leur complexité, leur vitesse de convergence, leur coût, le nombre de capteurs nécessaires, le type d'implémentation (analogique ou numérique) ainsi que leur degré d'efficacité [25].

Dans ce présent chapitre, le principe de la recherche du point de puissance maximale ainsi qu'une méthode efficace d'identification de PPM des modules photovoltaïques par application de l'approche génétique pour la conception d'un contrôleur MPPT à un degré d'efficacité plus élevé.

3.2. Description du système

3.2.1. Modélisation du GPV

Pour trouver le modèle de ce générateur, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques ont été développés pour représenter leur comportement, très fortement non linéaire, qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Le module fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation d'une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contacts et de connexions et une résistance parallèle R_p caractérisant les divers courants de fuites dus à la diode et aux effets de bords de la jonction. Le GPV est représenté par un modèle standard à une seule diode, établi par Shockley pour une seule cellule PV, et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série-parallèle. Le schéma du circuit électrique équivalent est représenté par la figure 3.1.

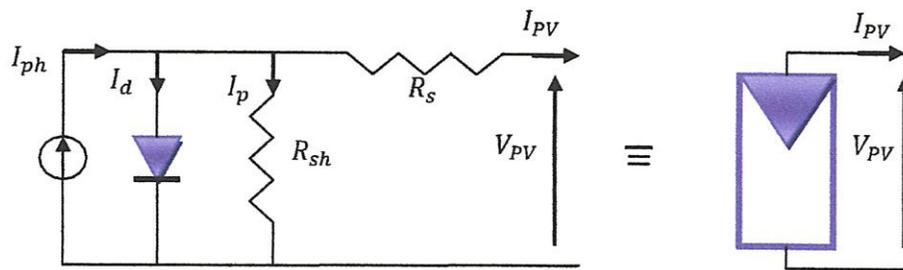


Fig. 3.1. Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Alors, on peut présenter le schéma électrique équivalent du GPV par un schéma bloc (figure 3.2) comportant quatre paramètres. Deux variables d'entrées qui sont [9]: L'ensoleillement dans le plan des panneaux $E_s(W/m^2)$, température de jonction des cellules $T_j(^{\circ}C)$ et deux variables de sortie : Courant fourni par le GPV, $I_s(A)$ et la tension aux bornes du GPV, $V_s(V)$.

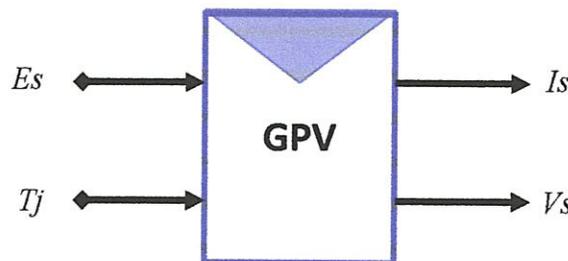


Fig. 3.2. Schéma bloc du générateur photovoltaïque.

3.2.2. Caractéristique électrique du module PV BP MSX 120S

Le module photovoltaïque BP SX 120S, a été choisi pour effectuer des simulations sous MATLAB. Ce module comporte 72 cellules solaires (type polycristallin) mises en série et génère une puissance nominale de 120 W. Le tableau suivant montre les caractéristiques électriques de ce module

Tab. 3.1. Caractéristiques électriques du module PV BP MSX 120S [27]	
Caractéristiques électriques	Valeurs
Puissance maximal (Pmax)	120W
Tension au point de puissance maximale (Vmp)	34.5v
Courant au point de puissance maximale (Imp)	4.65A
Tension en circuit ouvert (Vco)	43.5v
Courant de court-circuit (Isc)	4.75A
Coefficient de température du courant de court-circuit	0.065±0.015%/°C
Coefficient de température de la tension en circuit ouvert	-160±20mv/°C
Coefficient de température de la puissance	-0.5±0.05%/°C
NOCT	47±2°C

Le modèle choisi pour la simulation du module PV est celui d'une cellule élémentaire. La différence réside dans le paramètre tension qui doit être multiplié par le nombre de cellules connectées en série qui est de 72 cellules dans notre cas.

Bien que plusieurs modèles électriques existent, on utilise le modèle électrique simple n'exploitant que les données fournies par le constructeur dans la fiche technique (datasheet). Ce modèle consiste en une source de courant shuntée avec une diode (D) d'un facteur d'idéalité (n) et une résistance série (R_s). La résistance parallèle R_{sh} étant considérée infinie. Par la négligence de la résistance parallèle, on obtient l'équation caractéristique suivante :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V_{PV} + R_s I_{PV})}{A V_T}\right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

Pour résoudre cette équation de la caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton décrite par:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3.2)$$

où :

$f'(x_n)$: La dérivée de la fonction $f'(x_n)$. x_n , x_{n+1} Représentent, respectivement, l'itération présente et l'itération suivante.

$$f(I_{PV}) = I_{ph} - I_{PV} - I_s \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{A V_T} \right) - 1 \right] \quad (3.3)$$

Toutes les constantes de l'équation prouvent être déterminées du datasheet. Pour plus d'informations, on trouve dans [11] la méthode de détermination de ces constantes ainsi qu'une estimation du facteur d'idéalité de la diode d'une manière expérimentale [11].

Les résultats de simulation (figure 3.3) montrent la modélisation du module PV en utilisant le circuit équivalent précédent dont la complexité est modérée et donne un assortiment précis avec les informations de la fiche technique.

Par exemple, dans la fiche technique, la puissance maximale du module BP SX 120S à 25°C et 1 kW/m² de la température et de rayonnement est 120 W et la valeur simulée est environ 119.9873 W, ainsi l'exactitude de la modélisation est environ 99.99 %.

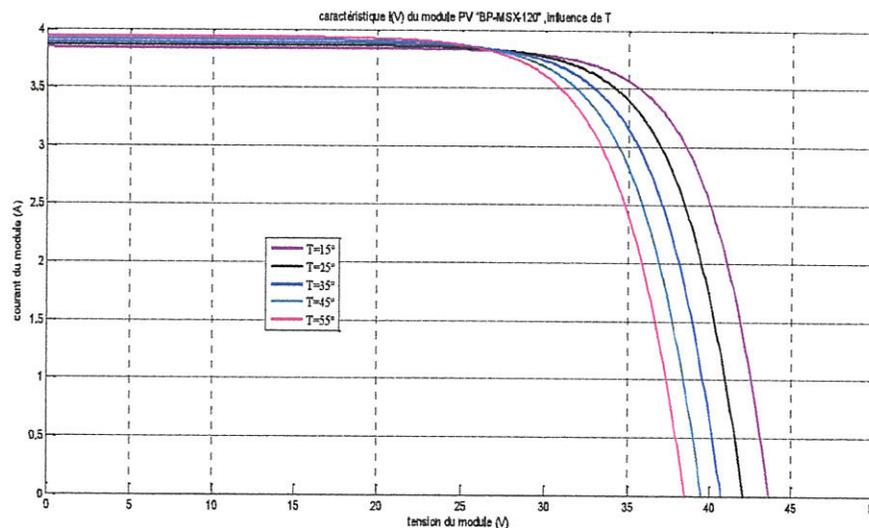


Fig. 3.3. Caractéristiques $I(V)$ du module BP MSX 120S

3.2.3. Adaptation d'impédance

Le principe des méthodes MPPT est basé sur la recherche de la charge optimale pour laquelle le transfert de puissance du GPV à la charge est maximal. Cela est réalisé par l'insertion d'un convertisseur statique (circuit d'adaptation) entre le GPV et la charge, comme indique la figure 3.4.

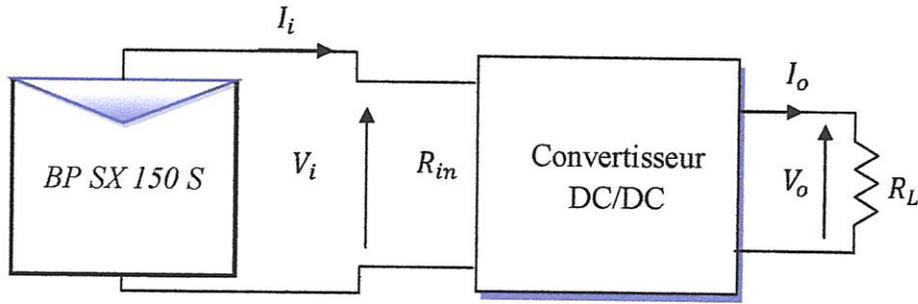


Fig. 3.4. Adaptation entre un GPV et une charge résistive.

On a pour le convertisseur statique :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{I_i}{I_o} = M(D) \tag{3.4}$$

D'autre part on a aussi :

$$\frac{V_o}{I_o} = R_L, \text{ et } \frac{V_i}{I_i} = R_{in} \tag{3.5}$$

En remplaçant (3.4) dans (3.5) on obtient l'impédance vue par le module photovoltaïque en fonction du rapport de conversion du convertisseur $M(D)$:

$$R_{in} = \frac{1}{M(D)^2} R_L \tag{3.6}$$

Prenons l'exemple d'un convertisseur statique élévateur-abaisseur, la relation (3.5) devienne :

$$R_{in} = \frac{(D-1)^2}{D^2} R_L \tag{3.7}$$

- Si D augmente R_{in} diminue, la tension diminue aussi,
- Si D diminue R_{in} augmente, la tension augmente aussi,

Le contrôleur MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique, qui influe sur le sens de la variation de tension de telle sorte que la puissance fournie par le générateur PV soit la puissance maximale disponible à ses bornes [11]

3.3. Techniques intelligentes pour la commande MPPT

Les techniques intelligentes nouvellement introduites dans le monde de contrôle des MPPT sont : les réseaux de neurones artificiels et les différents structures de commande qui leurs sont associées, la logique floue, les systèmes neuro-flous et, à un degré moindre ; les algorithmes génétique (AGs) lesquels font actuellement leur application dans la commande électrique. Les algorithmes AG comportent parmi les approches intelligentes utilisées pour la la poursuite du point de puissance maximale (PPM) des cellules photovoltaïque pour pouvoir ainsi profiter au maximum de l'énergie solaire et suivre rapidement ce point.

Beaucoup de travaux ont montrés que les AGs donnent des résultats très intéressants dans lesquels la convergence est assurée, avec des temps de calculs et des opérations simples. Néanmoins, les algorithmes AG présentent un inconvénient qui réside dans l'utilisation des relations de probabilité rendent ainsi le résultat parfois imprévisible et les performances moins contrôlées [11].

3.4. Principe de poursuite du PPM

La stratégie de recherche du point de puissance maximale est celle représentée sur la figure 3.5

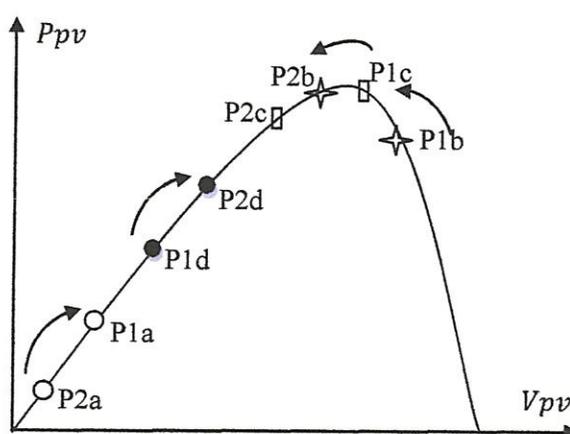


Fig. 3.5. Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.

La recherche du point de puissance maximale se déroule progressivement en cherchant le premier maximum; les tensions et les courants sont mesurés de manière à déduire la puissance extraite du panneau. La puissance ainsi obtenue est comparée avec la puissance de l'instant précédent. La tension aux bornes des panneaux est ensuite augmentée ou réduite suivant le résultat de la comparaison [26] En effet les courbes de puissance délivrées par le module PV ne sont pas constantes en fonction des conditions climatiques, donc une connexion directe entre un module PV et sa charge a peu de chance à placer le système au

point de puissance maximale. Dans ce cas la commande MPPT doit assurer une bonne convergence vers le MPP quelque soit les conditions de fonctionnement du module PV [11].

3.5. Contrôle du PPM

Afin d'extraire en permanence la puissance maximale produite par le GPV la solution communément adoptée consiste à utiliser un circuit MPPT constitué d'un étage de puissance appelé convertisseur statique (CS) et d'un contrôleur MPPT. Ce dernier à travers une commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit le P_{max} disponible à ses bornes.

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué, mais en général il basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres du CS. En pratique, il existe 2 méthodes (figure 3.6 (a) et (b)) pour le contrôle de MPP. La première, dite classique, consiste à commander le MPP à travers les paramètres d'entrée du CS (I_{pv} & V_{pv}). La deuxième consiste à traquer le MPP à travers le contrôle des paramètres de sortie du CS (I_{cs} & V_{cs}).

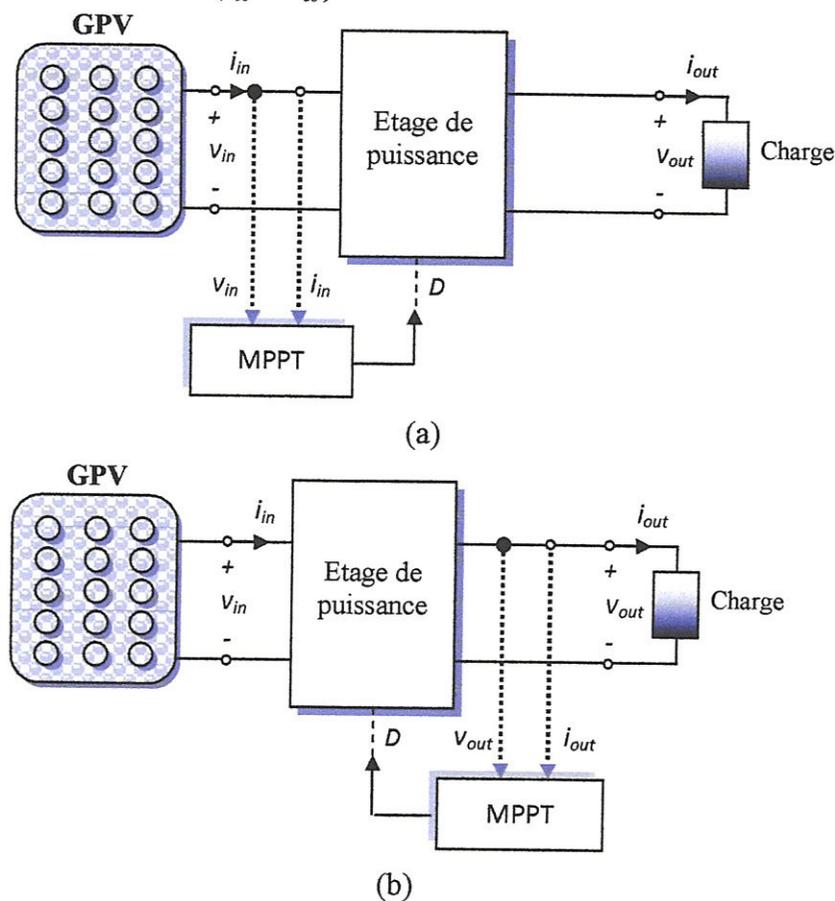


Fig. 3.6. Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT :
 (a) Contrôle via les paramètres d'entrée (i_{in} & v_{in}).
 (b) Contrôle via les paramètres de sortie (i_{out} & v_{out}).

3.5.1. La méthode Perturber et Observer (P&O)

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique, consiste à perturber la tension de fonctionnement du panneau PV puis observer l'effet de cette perturbation sur sa puissance de sortie. La forme la plus classique de l'algorithme P&O est donnée par l'organigramme de la figure 3.7.

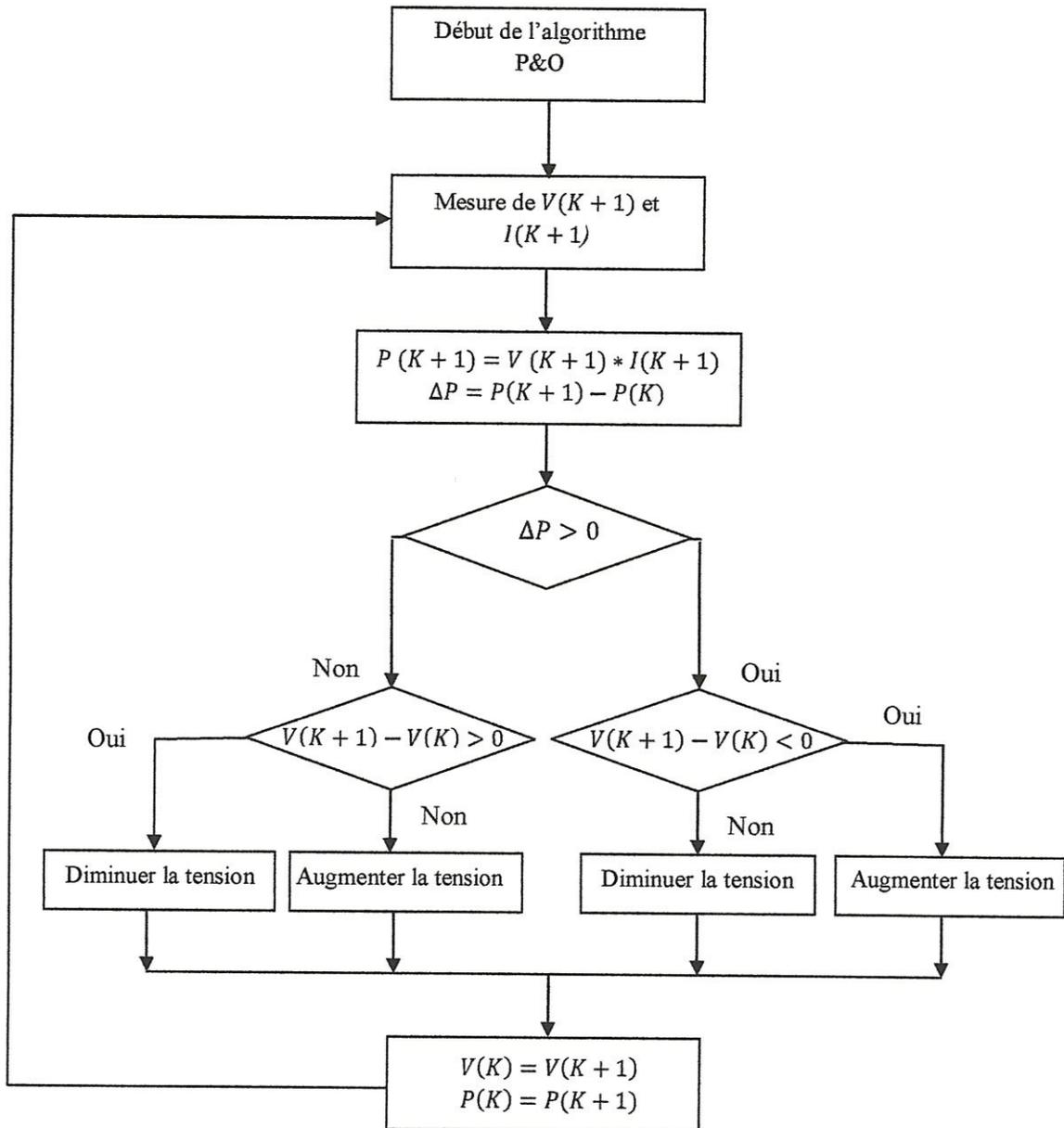


Fig. 3.7. Organigramme de la méthode P&O.

Supposons que nous avons la caractéristique P-V d'un panneau PV, sous une irradiation uniforme et une température constante, représentée sur la figure 3.8. Assumons que le panneau PV fonctionne à un point quelconque de la caractéristique P(V); on perturbe la tension de fonctionnement du panneau PV par une petite incrémentation et on mesure le

changement de puissance résultant ΔP qui est donnée par la différence entre la puissance actuelle et à l'instant passé :

1. Si ΔP est positive (la puissance croit) donc le point de puissance maximale (MPP) n'est pas atteint dans ce cas on garde la même direction de perturbation de la tension de fonctionnement du panneau PV figure 3.8.a.
2. Si ΔP est égale à zéro donc le maximum est atteint.
3. Si ΔP est négative (la puissance diminue) figure 3.8.b, donc le point de puissance maximale est dépassé, dans ce cas on inverse le sens de perturbation.

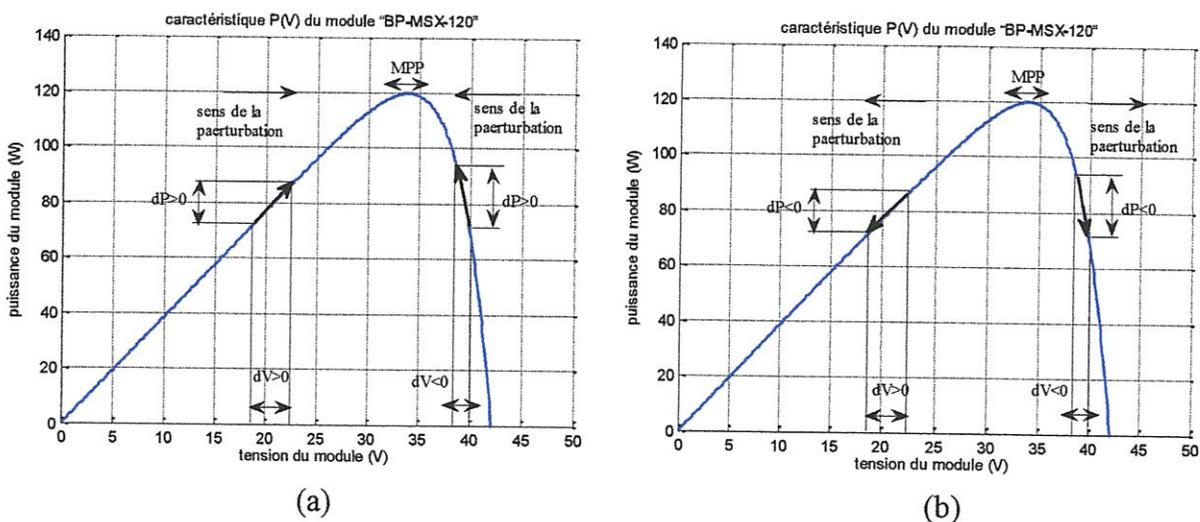


Fig. 3.8. Principe de fonctionnement du P&O: (a). Vers le PPM.
(b). Loin du PPM.

3.6. Simulations et évaluations

3.6.1. Simulation d'un PV BP MSX 120S par la méthode P&O

La figure 3.9, illustre le contrôleur à base de la méthode P&O, dans le but de comprendre cette méthode, le système PV globale à simuler comprend un GPV, le contrôleur MPPT avec un commande P&O, et l'hacheur Boost. Dans ce test, la température et l'ensoleillement sont maintenus constants. On prend les valeurs des conditions standards : la température égale 25°C et l'ensoleillement égale 1000W/m².

Les résultats de simulation du système photovoltaïque adapté par la commande MPPT « perturbation et observation » représentent par les figures (3.8) , (3.9) et (3.10). Ces figures représentent la tension, le courant et la puissance générées par le générateur photovoltaïque. Ainsi, la tension, le courant et la puissance à la sortie du système photovoltaïque. Ces résultats

montrent que l'hacheur survolteur et la commande MPPT « perturbation et observation » effectuent correctement leurs rôles.

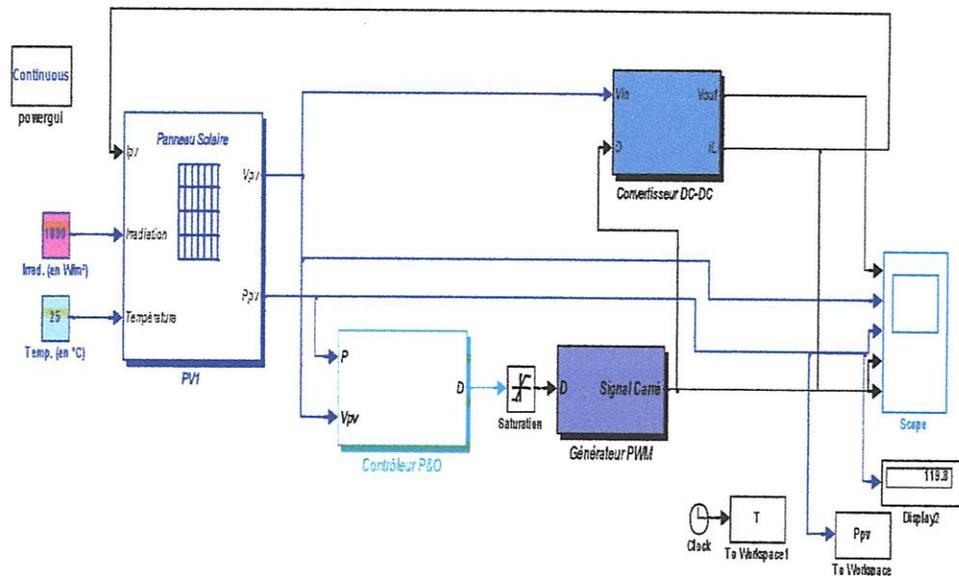


Fig.3.9. Module Simulink d'un PV BP MSX 120S à base du contrôle MPPT : P&O.

Les résultats de simulation du système PV adapté par la commande MPPT « perturbation et observation » sont représentés par les figures 3.10 , 3.11 et 3.12. Ces figures représentent la tension, le courant et la puissance générés par le générateur photovoltaïque. Ainsi, la tension, le courant et la puissance à la sortie du système photovoltaïque. Ces résultats montrent que l'hacheur survolteur et la command MPPT « perturbation et observation » effectuent correctement leurs rôles.

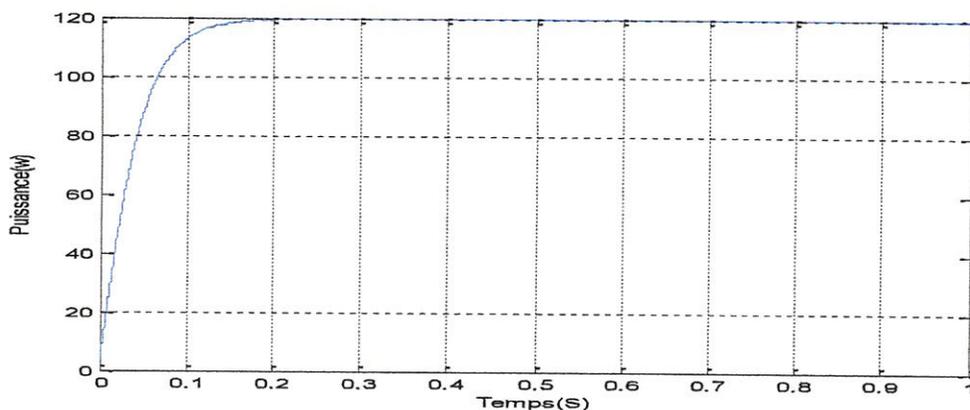


Fig.3.10. Résultats de simulation de la puissance de sortie du système pour $E=1000W/m^2$ et $T=25^{\circ}C$.

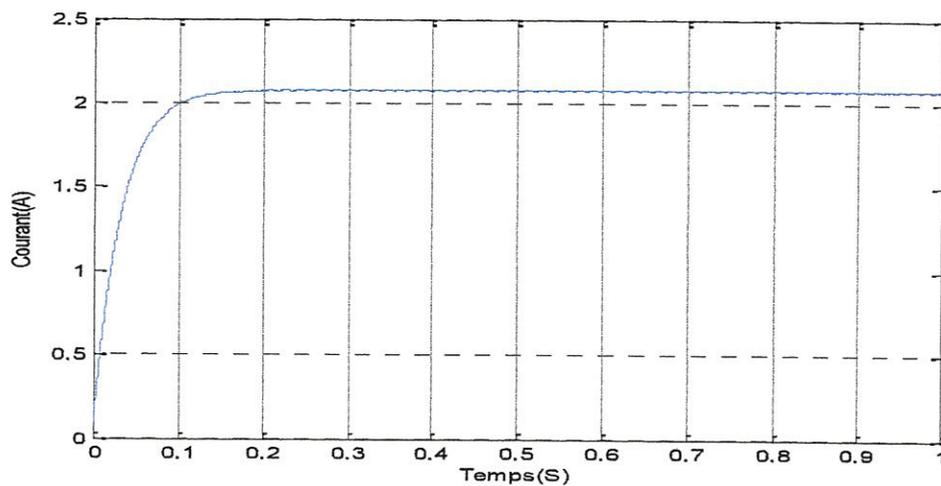


Fig.3.11. Résultats de simulation du courant de sortie du système pour $E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$.

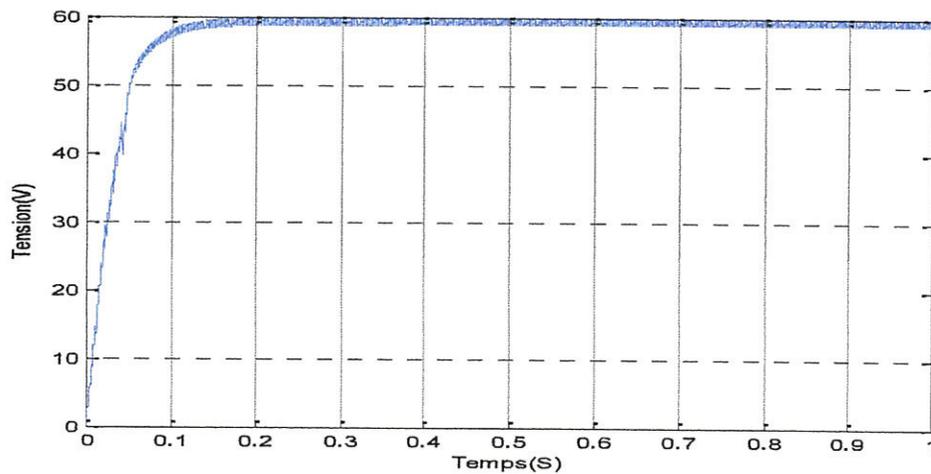


Fig.3.12. Résultats de simulation de la tension de sortie du système pour $E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$.

L'hacheur survolteur fournit une tension à sa sortie supérieure à celle fournie par le générateur photovoltaïque. Et la commande MPPT adapte le générateur PV à la charge: transfert de la puissance maximale fournie par le générateur

3.6.2. Simulation de panneau BP MSX 120S par PID classique

Dans cette section nous allons faire le contrôle du système précédent par application d'une MPPT à base d'un conventionnel PID. Pour étudier les performances de la commande, chaque fois lorsque le système subit à une variation brusque de l'éclairement ce qui nous permet d'étudier à la fois le comportement dynamique et le régime statique dans chacune des cas.

Le choix des paramètres (gains) de différentes actions : proportionnalité, dérivation et intégrale est effectué par tâtonnement (essai erreur). Après plusieurs tests, nous avons adopté au choix $K_i=1.0$, $K_d=20.0$ et $K_p=7.0$. Les résultats obtenus sont schématisés par la figure 3.13. On remarque le non convergence vers la puissance du panneau, ceci est dû au mauvais choix des paramètres du contrôleur PID.

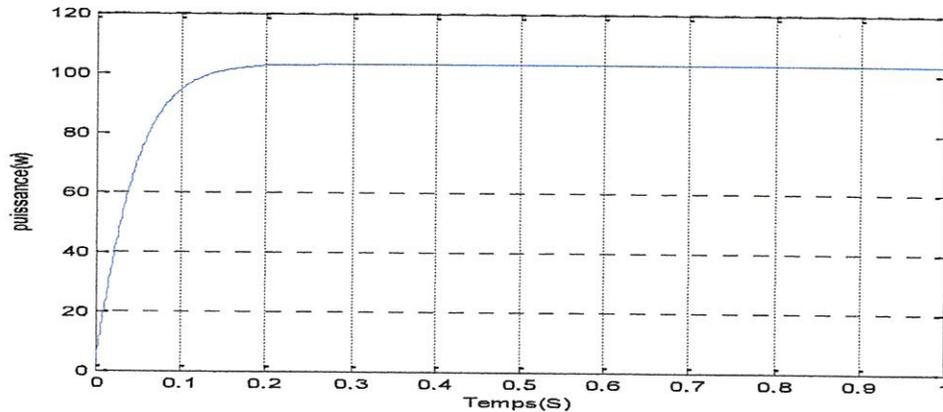


Fig.3.13. Résultat de simulation de panneau BP MSX 120S par le PID classique.

3.6.3. Contrôle MPPT hybride : P&O - PID

Dans le cadre d'amélioration des performances du contrôle MPPT obtenus par application des méthodes P&O et du PID classique, nous avons adopté par la suite une hybridation des deux algorithmes précédents. Deux cas qui se présentent :

- Hybridation Parallèle ou mise en parallèle et
- Hybridation Série ou mise en cascade.

3.6.3.1. Mise en cascade P&O-PID

Dans cette partie, une mise en série est effectuée. La structure adoptée dans ce cas est présentée sous forme de schéma bloc Simulink de la figure 3.14. La loi de commande de l'hacheur est obtenue en fait une 'convolution' des lois de commande des deux algorithmes P&O et le PID, comme suit :

$$D_{Total}(k) = f_{PID}(f_{P\&O}) \quad (3.8)$$

La figure 3.15 représente les résultats de simulations d'une hybridation série P&O-PID dans les conditions climatiques STC ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$).

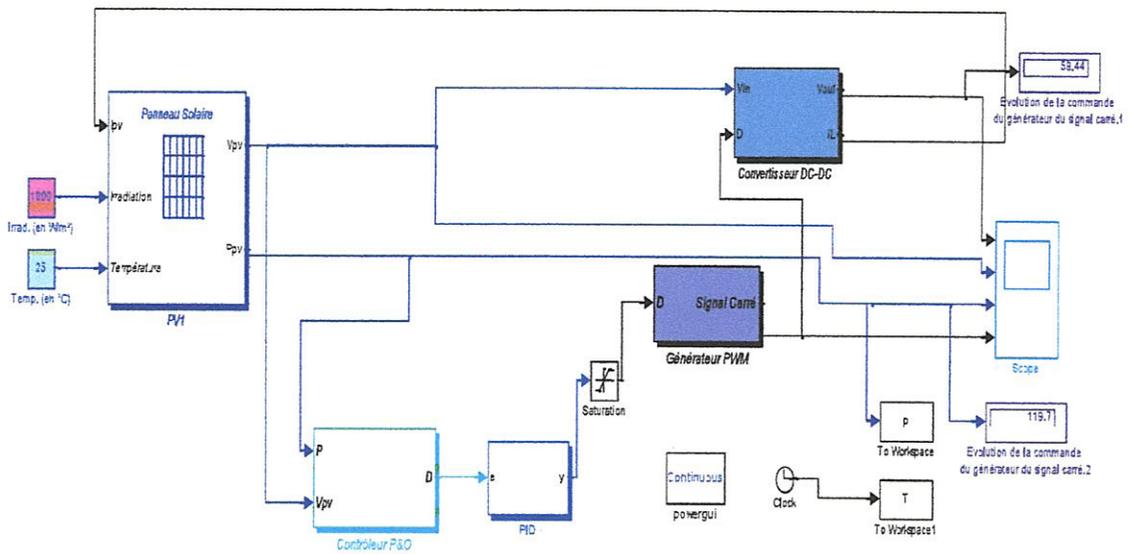


Fig. 3.14. Schéma Simulink d'une hybridation série P&O-PID.

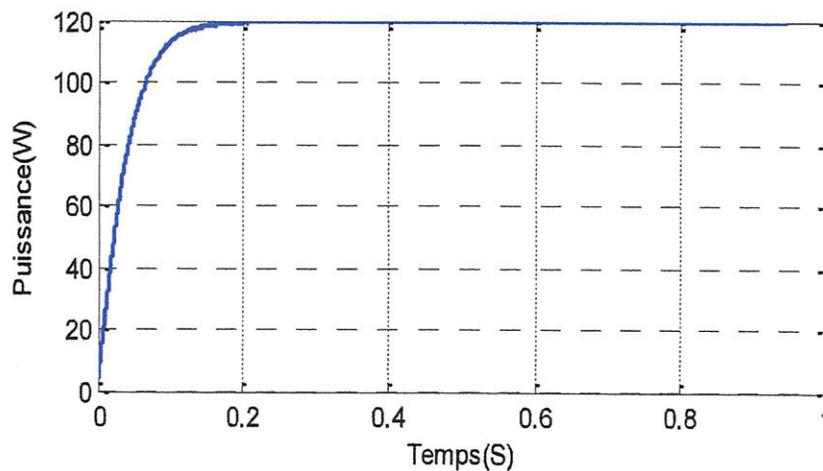


Fig.3.15. Résultat d'une hybridation série P&O-PID.

3.6.3.2. Mise en parallèle P&O-PID

Dans cette partie, une mise en parallèle est effectuée. La structure adoptée dans ce cas est présentée sous forme de schéma bloc Simulink de la figure 3.16. La loi de commande de l'hacheur est obtenue en fait une superposition des lois de commande des deux algorithmes P&O et le PID, comme suit :

$$D_{Total}(k) = D_{P\&O}(k) + D_{Flou}(k) \quad (3.9)$$

La figure 3.17 représente les résultats de simulations d'une hybridation série P&O-PID dans les conditions climatiques STC ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$)

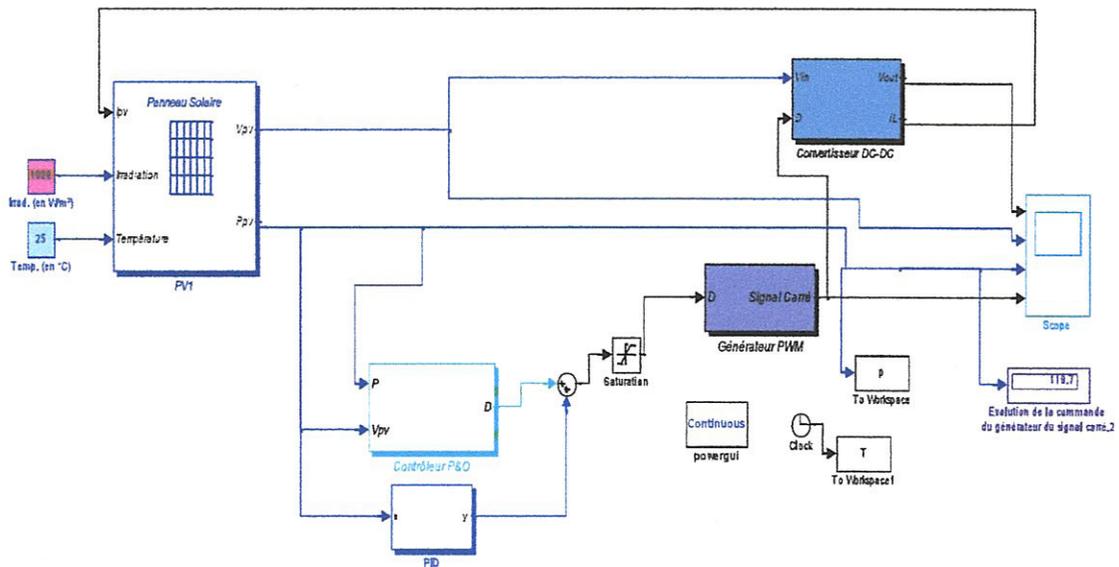


Fig .3.16. Schéma Simulink d'une hybridation parallèle P&O-PID.

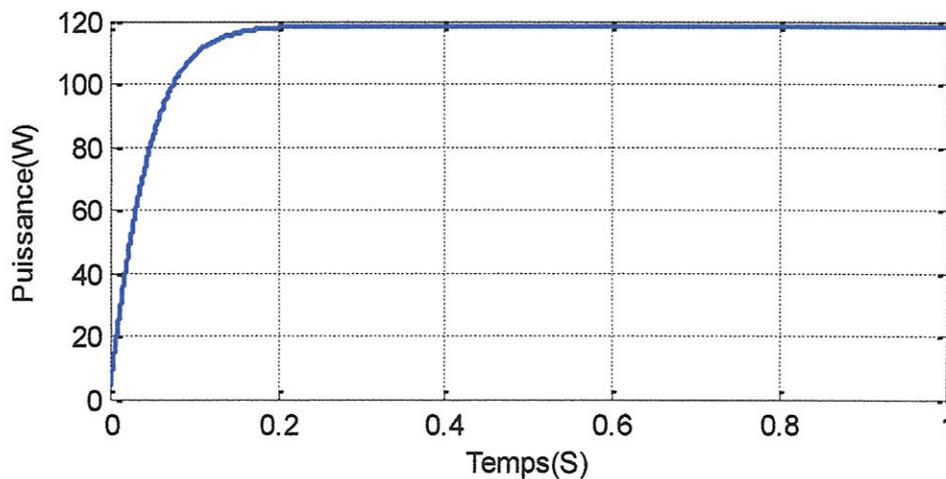


Fig.3.17. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID.

3.7. Application des AGs pour l'optimisation des paramètres du PID

Dans cette partie les AGs sont utilisés pour extraire des paramètres optimaux du contrôleur PID (voir chapitre 2). Les procédures effectuées dans les exemples précédents sont effectuées dans par la suite, sauf que les gains de différentes actions : gain de proportionnalité, de dérivation et d'intégration sont déterminés automatiquement par l'utilisation d'un algorithme génétique. Les caractéristiques de l'AG développé sont mentionnées par les tableaux 2.1 et 2.2 dans le chapitre précédent, respectivement.

- L'évolution des caractéristiques du panneau BP MSX 120S avec le contrôleur MPPT, PID-GA, sont représentés par les figures 3.18 et 3.19, respectivement. Les gains $K_p=43.33$, $K_d=7.66$ et $K_i=1.00$ sont obtenus à la fin d'exécution de l'AG.

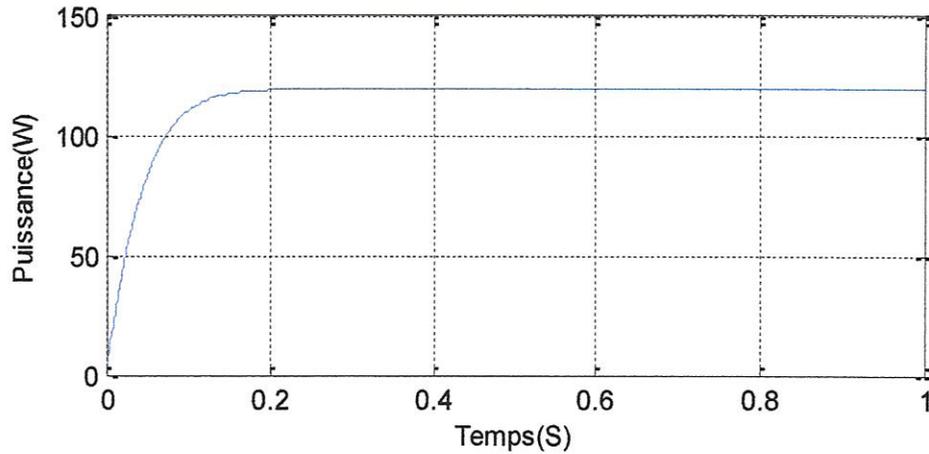


Fig. 3.18. Résulta de simulation PID-GA ($P = f(T)$).

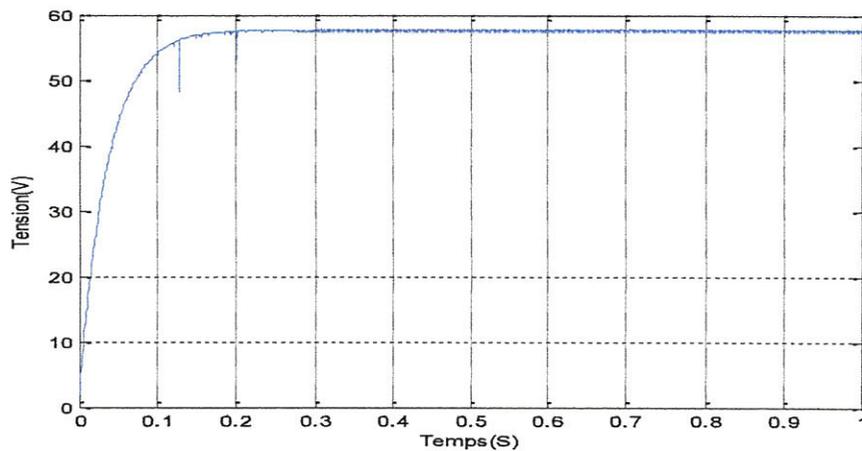


Fig. 3.19. Résulta de simulation PID-GA ($V = f(T)$).

- L'évolution des caractéristiques du panneau BP MSX 120S avec le contrôleur MPPT hybride : mise en série P&O avec le PID à optimisation génétique, sont représentés par les figures 3.20 et 3.21, respectivement.

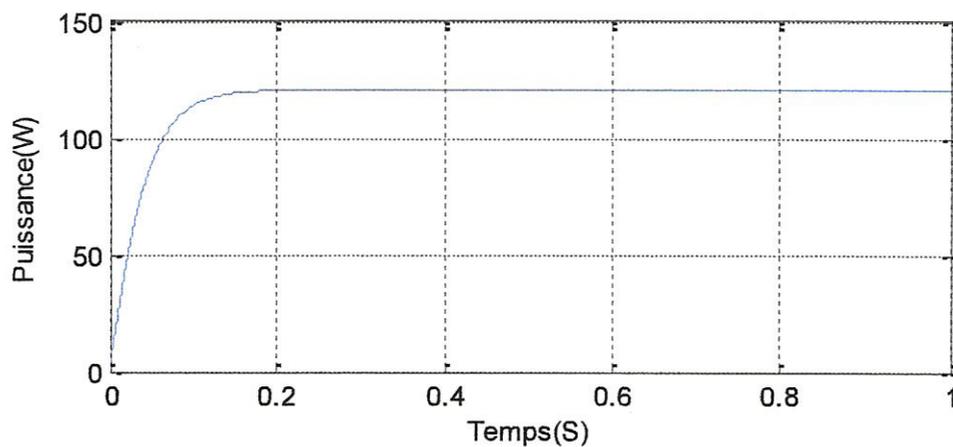


Fig.3.20. Résultat d'une hybridation série P&O-PID-GA ($P=f(T)$).

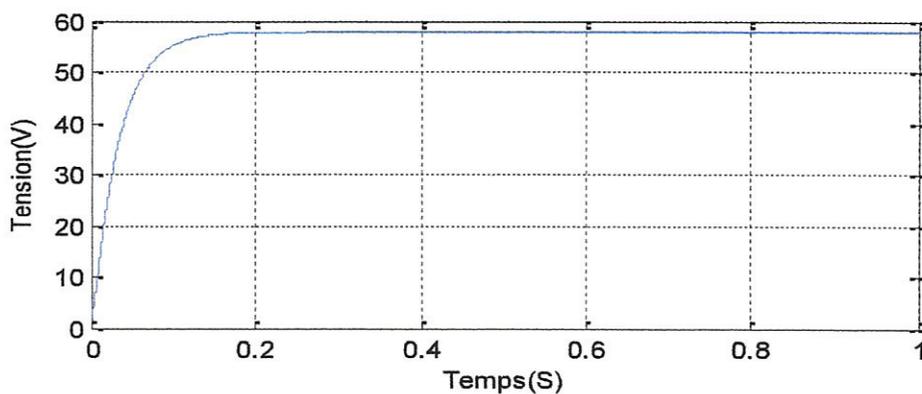


Fig. 3.21. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($V=f(T)$).

- L'évolution des caractéristiques du panneau BP MSX 120S avec le contrôleur MPPT hybride : mise en parallèle P&O avec le PID à optimisation génétique, sont représentés par les figures 3.22 et 3.23, respectivement.

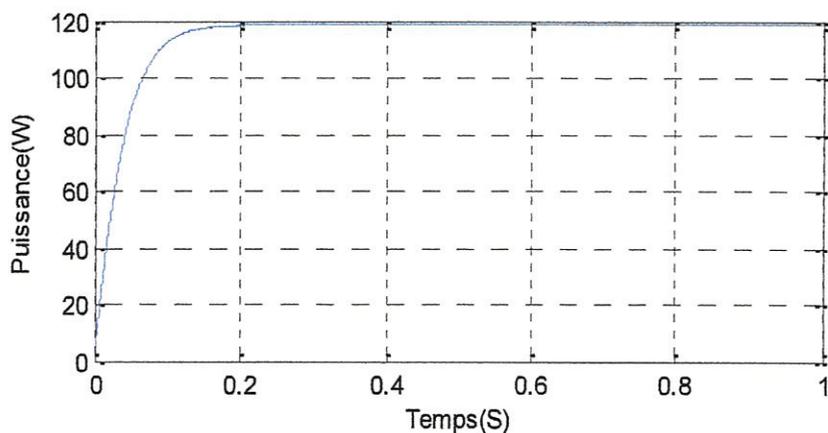


Fig. 3.22. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($P=f(T)$).

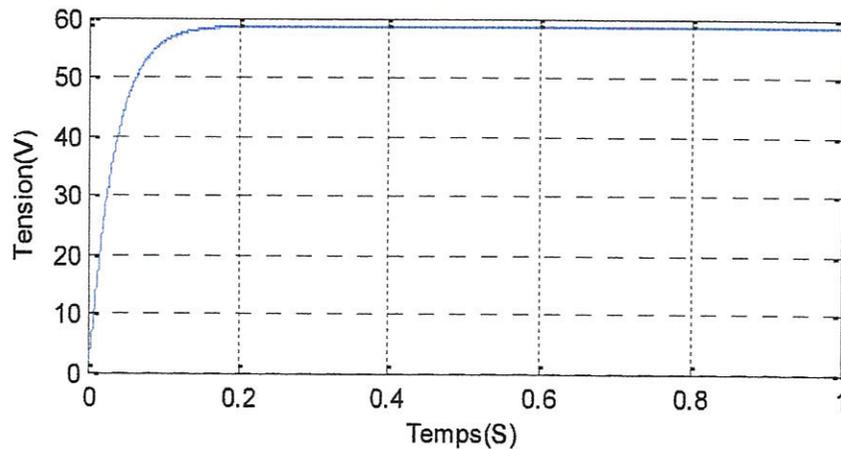


Fig. 3.23. Résultat d'une hybridation parallèle P&O-PID-GA ($V=f(T)$).

L'hybridation de deux commandes MPPT rend le système très stable, augmente la puissance maximale de GPV et aussi diminue le temps de réponse. L'absence des ondulations dans le régime permanent est une remarque importante comparativement aux résultats obtenus sans hybridation. Les AGs facilitent bien la tâche de conception du contrôleur PID.

3.8. Conclusion

Ce chapitre comporte deux parties: La première a été consacrée à la modélisation du module PV BP MSX 120S sur lequel nous avons effectué des mesures des caractéristiques courant-tension.

Dans la deuxième partie nous avons présenté les résultats de simulation Matlab/Simulink de deux techniques MPPT : Le P&O et le conventionnel PID (version classique et sa version améliorée, c-à-d, à optimisation génétique.. Ensuite, nous avons présenté une stratégie d'hybridation entre les deux techniques précédentes : Hybridation parallèle et série dont l'objectif est de chercher des performances meilleures. Les résultats obtenus sont encourageants et justifie bien l'efficacité des algorithmes utilisés pour le contrôle MPPT.

CONCLUSION GENERALE & PERSPECTIVES

L'énergie solaire PV est un thème au centre de l'actualité. Cette source qui constitue l'une des plus puissantes énergies renouvelables ; alternatives aux ressources d'énergie fossiles ; envahisse aujourd'hui plusieurs domaines et trouve un large champ d'applications.

Le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique des premières cellules PV, était très faible ; en effet la première cellule PV fabriquée en 1950 a donné un rendement de 4.5%. Mais le développement industriel et technologique que le monde a connu la dernière décennie a permis d'accélérer les phases de développement des cellules PV, d'améliorer la qualité des matériaux utilisés pour leur fabrication et par conséquent d'augmenter leur rendement de conversion pour y avoir un saut à 14% au cours de 60 ans.

Malgré les efforts menés dans ce domaine pour abaisser le coût globale des systèmes PV qui se concentre principalement sur les coûts de fabrication des modules solaires, leur prix restent encore élevés: un module PV coûte 1200 € ce qui équivaut à 120000 DA. Pour cette raison les applications de l'énergie solaire PV restent; jusqu'à présent; limitées particulièrement aux sites isolés et les régions montagneuses où le prolongement des lignes électriques est souvent coûteux.

Afin de composer ce coût élevé l'utilisateur de l'électricité solaire doit exploiter le maximum de puissance produite par les modules PV surtout que cette dernière ne présente qu'un seul point de puissance maximale qui dépend très largement des conditions atmosphérique sur lesquelles il est soumis. L'un des moyens qui permet cette maximisation de puissance est l'utilisation des contrôleurs MPPT qui permettent une poursuite automatique et rapide de ce point.

Dans ce travail de recherche l'accent a été mis sur la maximisation de la puissance du module PV BP-MSX-120 (comme exemple) à travers l'utilisation des différentes commandes MPPT pour un système PV autonome : Classiques et intelligentes. Une hybridation des deux approches a été faite. Les résultats obtenus sont interprétés et comparés.

Nous avons commencé tout d'abord, dans la première partie, par donner les concepts de base indispensables pour la compréhension et la maîtrise des principes de la conversion

photovoltaïque ainsi qu'un aperçu général sur les différents éléments de système PV avec plus de détail sur les convertisseurs DC-DC. La programmation MATLAB est utilisée pour la simulation des différents paramètres influencés sur le fonctionnement du GPV.

Dans le deuxième chapitre nous allons décrire une introduction aux algorithmes génétiques ; le principe de fonctionnement d'un AG, le type de codage ainsi que le mode d'évaluation. Nous avons terminé ce chapitre par présenter des exemples d'application des AGs dans le domaine de contrôle des systèmes dynamiques.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté l'application de la technique de commande PID classique au contrôle MPPT du système PV suivi par une optimisation génétique de ce contrôleur afin de simplifier sa conception et sa détermination des gains optimaux de ce contrôleur. Les résultats de poursuite sont présentés. En suite, un algorithme hybride a été développé pour améliorer les performances de poursuite. Une association des algorithmes classiques (tel que P&O) avec les techniques de l'intelligence artificielles (PID à optimisation génétique) fera l'objet d'une grande partie du chapitre 3. Les comparaisons, auront lieu pour démontrer l'efficacité des approches hybrides.

Le travail présenté dans ce mémoire possède, certainement, des incomplétudes et comme perspectives à notre travail :

- L'hybridation avec d'autres algorithmes plus efficaces.
- On peut généraliser l'étude aux systèmes PV hybride : connecté aux réseaux, PV-éoliens, etc.
- Utiliser des méthodes d'optimisation pour rendre les algorithmes de contrôle MPPT adaptatifs fonction de l'évolution climatiques.
- L'implémentation de ces approches sur les circuits logiques programmables.

ANNEXE : CODES MATLAB

La caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV pour un éclairement et une température donnée $E=1000W/m^2$ et $T=25^{\circ}C$.

```

close all; clear all; clc;

%.....caractéristiques I(V) et P(V) du module PV "BP-MSX-120".....

%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;               % énergie du gap
Nc=72;                 % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;               % résistance shunt du générateur PV
E=1000;                % ensoleillement
Enom =1000;            % ensoleillement nominale
A=1.6506;              % facteur d'idéalité
T=273+25;              % température
Vth =k*T/q;           % potentiel thermique
Ns=1;                  % nombre de modules en série
Np=1;                  % nombre de modules connectés en parallèle
T1=273+25;             %
Vco1=42.1/Nc;          % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;             % courant de court circuit à T1
T2=273+75;            %
Vco2=39/Nc;            % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;            % courant de court circuit à T2
%=====

Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
(Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T)));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh);
% f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh =0;
% I=I-f(I)/f'(I)

%=====

```

```

V=0:0.1:50;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))/(-1-
(Np*Is)*((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

```

```

%.....

```

```

figure(1)
title(' caractéristique I(V) du module "BP-MSX-120"')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('courant du module (A)')
grid on
axis([0 45 0 5])
hold on
plot(V,I);

```

```

%.....

```

```

figure(2)
title(' caractéristique P(V) du module "BP-MSX-120"')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('puissance du module (W)')
grid on
axis([0 50 0 140])
hold on
plot(V,p);

```

Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$

a) Influence de l'éclairement

```

close all; clear all; clc;

%..influence du l'éclairement sur les caractéristiques I(V), PV du module
%....."BP-MSX-120".....

%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;               % énergie du gap
Nc=72;                 % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;               % résistance shunt du générateur PV
Enom =1000;           % ensoleillement nominale
A=1.6506;              % facteur d'idéalité
T=273+25;              % température

```

```

Vth =k*T/q;           % potentiel thermique
Ns=1;                % nombre de modules en série
Np=1;                % nombre de modules connectés en parallèle
T1=273+25;
Vco1=42.1/Nc;        % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;           % courant de court circuit à T1
T2=273+75;
Vco2=39/Nc;          % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;           % courant de court circuit à T2
%=====

for E=200:200:Enom

Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
(Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh);
% f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh =0;
% I=I-f(I)/f'(I)

%=====

V=0:0.1:50;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
(Np*Is)*((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

%.....

figure(1)
title(' caractéristique I(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de E ')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('courant du module (A)')
grid on
axis([0 50 0 4])
hold on
plot(V,I);

%.....

figure(2)
title(' caractéristique P(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de E ')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('puissance du module (W)')
grid on
axis([0 50 0 140])
hold on
plot(V,p);

```

```

Rsh=100;           % résistance shunt du générateur PV
E=1000;           % ensoleillement
Enom =1000;       % ensoleillement nominale
A=1.6506;         % facteur d'idéalité
T=273+25;         % température
Vth =k*T/q;       % potentiel thermique
Ns=1;             % nombre de modules en série
Np=1;             % nombre de modules connectés en parallèle
T1=273+25;
Vco1=42.1/Nc;     % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;        % courant de court circuit à T1
T2=273+75;
Vco2=39/Nc;       % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;        % courant de court circuit à T2
%=====
for Rs =0:0.1:0.3

Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
(Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I.*Rs)/Rsh);
% f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I.*Rs)/Rsh =0;
% I=I-f(I)/f'(I)

%=====

V=0:0.1:50;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
(Np*Is)*(((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

%.....

figure(1)
title(' caractéristique I(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de Rs')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('courant du module (A)')
grid on
axis([0 50 0 4])
hold on
plot(V,I);

%.....

figure(2)
title(' caractéristique P(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de Rs')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('puissance du module (W)')
grid on
axis([0 50 0 140])
hold on

```

```
plot(V,p);
end
```

d) Influence de facteur de qualité

```
close all; clear all; clc;

%..Influence du facteur de qualité sur les caractéristiques I(V), PV du
%.....module" BP-MSX-120".....
%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;               % énergie du gap
Nc=72;                 % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;               % résistance shunt du générateur PV
E=1000;                % ensoleillement
Enom =1000;            % ensoleillement nominale
T=273+25;              % température
Vth =k*T/q;            % potentiel thermique
Ns=1;                  % nombre de modules en série
Np=1;                  % nombre de modules connectés en parallèle
T1=273+25;             %
Vco1=42.1/Nc;          % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;              % courant de court circuit à T1
T2=273+75;             %
Vco2=39/Nc;            % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;              % courant de court circuit à T2
%=====

for A=1:0.25:2
Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
(Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh
% I=I-f(I)/f'(I)

%=====

V=0:0.1:50;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
(Np*Is)*(((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

%.....

figure(1)
title(' caractéristique I(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de A')
```

```

xlabel('tension du module (V)')
ylabel('courant du module (A)')
grid on
axis([0 45 0 4])
hold on
plot(V,I);

%.....

figure(2)
title(' caractéristique P(V) du module PV "BP-MSX-120" ,influence de A')
xlabel('tension du module (V)')
ylabel('puissance du module (W)')
grid on
axis([0 45 0 140])
hold on
plot(V,p);
end

```

Caractéristique de nombre des modules en série.

```

close all; clear all; clc;

%.....L'association en série des modules PV.....

%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;               % énergie du gap
Nc=72;                 % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;               % résistance shunt du générateur PV
E=1000;               % ensoleillement
Enom =1000;           % ensoleillement nominale
A=1.6506;              % facteur d'idéalité
T=273+25;              % température
Vth =k*T/q;           % potentiel thermique
Np=1;                  % nombre de modules connectés en parallèle
T1=273+25;             %
Vco1=42.1/Nc;          % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;              % courant de court circuit à T1
T2=273+75;             %
Vco2=39/Nc;            % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;              % courant de court circuit à T2
%=====

for i = 1:4
    V=0:0.1:i*25;
    Ns=i
    Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
    Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A) .*exp(-
    (Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
    Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
    1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T)));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh);
% f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh =0;
% I=I-f(I)/f'(I)

```

```

%=====
V=0:0.1:200;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
(Np*Is)*((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

%.....

figure(1)
title(' caractéristique I(V) ,Ns modules PV en série ')
xlabel('tension (V)')
ylabel('courant (A)')
grid on
axis([0 180 0 4])
hold on
plot(V,I);

%.....

figure(2)
title(' caractéristique P(V) ,Ns modules PV en série')
xlabel('tension (V)')
ylabel('puissanc (W)')
grid on
axis([0 180 0 500])
hold on
plot(V,p);
end

```

Association en parallèle de Np modules PV

```

close all; clear all; clc;

%.....L'association en parallèle des modules
PV.....

%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;               % énergie du gap
Nc=72;                 % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;               % résistance shunt du générateur PV
E=1000;                % ensoleillement
Enom =1000;            % ensoleillement nominale
A=1.6506;              % facteur d'idéalité
T=273+25;              % température
Vth =k*T/q;            % potentiel thermique
Ns=1;                  % nombre de modules en série
T1=273+25;             %
Vcol=42.1/Nc;          % potentiel thermique à T1 par cellule

```

```

Icc1=3.87; % courant de court circuit à T1
T2=273+75;
Vco2=39/Nc; % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99; % courant de court circuit à T2
=====
for Np=1:1:4
    V=0:0.1:50;
    Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
    Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
    (Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
    Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
    1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T));

    %===== Application de la méthode de Newton =====

    % I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh);
    % f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh =0;
    % I=I-f(I)/f'(I)

    %=====

    I=zeros(size(V/Nc));
    if I<0; I=0
    end
    I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
    (V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
    (Np*Is)*((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
    (Rs/Rsh));
    p=I.*V
    max(p)

    %.....

    figure(1)
    title(' caractéristique I(V) ,Np modules PV ')
    xlabel('tension (V)')
    ylabel('courant (A)')
    grid on
    axis([0 50 0 16])
    hold on
    plot(V,I);

    %.....

    figure(2)
    title(' caractéristique P(V) ,Np module PV')
    xlabel('tension (V)')
    ylabel('puissanc (W)')
    grid on
    axis([0 50 0 500])
    hold on
    plot(V,p);
    end

    close all; clear all; clc;

    %.....L'association mixte (série-parallèle) des modules PV.....

```

Association mixte (Série + Parallèle)

```
close all; clear all; clc;
```

```
%.....L'association mixte (série-parallèle) des modules PV.....
```

```

%===== Données =====

k = 1.381e-23;           % constante de Boltzmann
q = 1.602e-19;         % la charge électrique
Eg=1.12;                % énergie du gap
Nc=72;                  % nombre de cellules constituées le module PV
Rsh=100;                % résistance shunt du générateur PV
E=1000;                 % ensoleillement
Enom =1000;             % ensoleillement nominale
A=1.6506;               % facteur d'idéalité
T=273+25;               % température
Vth =k*T/q;             % potentiel thermique
T1=273+25;              %
Vco1=42.1/Nc;           % potentiel thermique à T1 par cellule
Icc1=3.87;               % courant de court circuit à T1
T2=273+75;              %
Vco2=39/Nc;             % potentiel thermique à T2 par cellule
Icc2=3.99;              % courant de court circuit à T2
%=====

for j=2:2:4
    Np=j
for i=2:2:4
    V=0:0.1:i*25;
    Ns=i
Iph=Icc1*(E/Enom)*(1+((Icc2-Icc1)/Icc1*1/(T2-T1)*(T-T1)));
Is=(Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-1))*(T/T1).^ (3/A).*exp(-
(Eg*q/(A*k)).*(1./T-1/T1));
Rs=(1.0)/Nc -1/((Icc1/(exp(Vco1/(A*Vth*T1/T))-
1))/(A*Vth)*T1/T)*exp(Vco1/(A*Vth*T1/T));

%===== Application de la méthode de Newton =====

% I=Iph-Is*(exp((V+I.*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh);
% f(I)=Iph-I-Is*(exp((V+I*Rs)/(A*Vth))-1)-(V+I*Rs)/Rsh =0;
% I=I-f(I)/f'(I)

%=====

V=0:0.1:200;
I=zeros(size(V/Nc));
if I<0; I=0
end
I=I-(Np*Iph-I-Np*Is*(exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)*(Np/Rsh))./(-1-
(Np*Is)*((Rs/Np)/(A*Vth))*exp((V/(Nc*Ns)+(Rs/Np)*I)/(A*Vth))-1)-
(Rs/Rsh));
p=I.*V
max(p)

%.....

figure(1)
title(' caractéristique I(V) ,Ns*Np modules PV (série-parallèle)')
xlabel('tension (V)')
ylabel('courant (A)')
grid on
axis([0 200 0 16])
hold on
plot(V,I);

```

```

%.....

figure(2)
title(' caractéristique P(V) ,Ns*Np module PV (série-parallèle)')
xlabel('tension (V)')
ylabel('puissanc (W)')
grid on
axis([0 200 0 2000])
hold on
plot(V,p);
end
end

```

Programme de l' application de l'algorithme Génétique

```

%Annexe B, La fonction 2
%Avec croisement et mutation simple Binaire
clc
clear all
close all

nbrvar=2; % nombre de variables
nbrbit=5;%fixer le nombre de bits pour chaque variabl xi
N=nbrbit*nbrvar;%nombre de bits totale
varmax=[2.048;2.048]; varmin=[-2.048;-2.048]; % variabl limit
%AG parameters
popsize=50; % size de population
maxgen=100;
%*****
%*****
%Créer une génération (population) initiale gén=1
pop=round(rand(popsize,N));%une matrice en binaire
%*****
%*****
%décodage en réel pour calculer Fitness
for i=1:popsize
    k=0;
    for j=1:nbrbit:N
        k=k+1;%indice associe au nbrvar
        pr=pop(i,j:j+nbrbit-1);
        pr=num2str(pr);
        dicpr=bin2dec(pr);%décodage
        popdec(i,k)=varmin(k)+ (((varmax(k)-varmin(k))/(2^nbrbit)-
1)).*dicpr);
    end
end

end

%*****
cost(1:popsize)=0;
%*****%Calculer Fitness de la génération gen=1
for i=1:popsize
    x1=popdec(i,1);x2=popdec(i,2);
    F=(2*(x1-cos(x2))^2+ (1-sin(x1))^2);
%Avec Technique de Fitness
    cost(i)=1/(1+abs(F));
end
%*****

```

```

[cost,index]=sort(cost,'descend'); % max cost en element 1
pop=pop(index,:); % sort la pop binaire associe à cost
popdec=popdec(index,:); % sort la pop réel associe à cost
%*****
maxc(1:maxgen)=0;
[maxc(1),indice]=max(cost); %
solution(1:maxgen,1:nbrvar)=0;
solution(1,:)=popdec(indice,:);%sauvegarder la solution associe au maxcos
%*****
%*****
for gen=2:maxgen %Critère d'arrêt

%la selection par roue de fortune
popnew=0*pop;

for k=1:popsiz
    probs=cost/sum(cost);
    r=rand;s=0;szp=length(probs);
    for i=1:szp%choisir au plus 1 père
        s=s+probs(i);
        if r<s
            popnew(k,:)=pop(i,:);
            cost(i)=0;%supprimer la case choisi
            break%sortir de for i=
        end
    end
end

end
pop=popnew;
%*****
%Croisement selon une prob dynamique
probc=0.5;%exp(-(gen-2)/maxgen);%la prob en fonction de generation courante
k=popsiz-1;%les 2 derniers lignes%traiter 2 par 2
i=1;
while i<=k
    r=rand;
    if r<=probc %fair le croisement entre 2 pères (2 lignes)
        set=ceil(rand*N);%site de croisement
        pop(k:k+1,:)=pop(i:i+1,:);%remplacer dans les derniers 2lignes
        pop(k:k+1,:)=pop(k:k+1,1:set)
        flipud(pop(k:k+1,set+1:end));%permutation
        k=k-2;
    end
    i=i+2;
end
%*****
%mutation selon une prob dynamique,soit existe ou no, pour chaque bit
probm=exp(0.5*(gen-2)/maxgen)-1;%la prob en fonction de generation courante
for i=1:popsiz
    for j=1:N
        r=rand;
        if r<=probm %fair la mutation

            pop(i,j)=not(pop(i,j));
        end
    end
end
end
%*****
%décodage en réel pour calculer cost%Fitness
for i=1:popsiz
    k=0;

```

```

    for j=1:nbrbit:N
        k=k+1;%indice associe au nbrvar
        pr=pop(i,j:j+nbrbit-1);
        pr=num2str(pr);
        dicpr=bin2dec(pr);%décodage
        popdec(i,k)=varmin(k)+ ((varmax(k)-varmin(k))/((2^nbrbit)-
1)).*dicpr);
    end

end
%*****
%*****Calculer Fitness
for i=1:popsize
    x1=popdec(i,1);x2=popdec(i,2);
    F=(2*(x1-cos(x2))^2)+ (1-sin(x1))^2;
    %Avec Technique de Fitness
    cost(i)=1/(1+abs(F));
end
%*****
[ cost,index]=sort(cost,'descend'); % max cost en element 1
pop=pop(index,:); % sort la pop associe a cost
popdec=popdec(index,:); % sort la pop associe a cost
[maxc(gen),indice]=max(cost); % minc contains min of
solution(gen,:)=popdec(indice,:);%sauvegarder la solution associe au
mincost

end%
%*****
[maxcost,generation]=max(maxc)%best of the best%%indice represente la
génération i
solutionfin=solution(generation,:);
%*****
    x1=solutionfin(1)
    x2=solutionfin(2)

gen=1:maxgen;
figure(2)
plot(gen,maxc),grid
title('évolution de Fitness en fonction de gen')
xlabel('gen')
ylabel('F')

```

Code MATLAB AGs pour les paramètres de correcteur PID

```

    %Avec croisement et mutation simple binaire
    clc
    clear all
    close all

    nbrvar=3; % nombre des variables
    nbrbit(1:nbrvar)=[6;4;1];%fixer le nbr de bits pour chaque variabl xi
    N=sum(nbrbit);%nombre de bits totale
    varmax=[60;10;1]; varmin=[10;5;0]; % variabl limit
    %GA parameters
    popsize=20; % size de population
    maxgen=20;
    %*****
    %*****

```

```

%Créer une génération (population) initiale gén=1
pop=round(rand(popsiz,N));%une matrice en binaire
%*****
%décodage en réel pour calculer Fitness

for i=1:popsiz
    k=1;j=1;
    while j<=N
        pr=pop(i,j:j+nrbit(k)-1);
        pr=num2str(pr);
        dicpr=bin2dec(pr);%décodage
        popdec(i,k)=varmin(k)+ ((varmax(k)-varmin(k))/((2^nrbit(k))-
1)).*dicpr);

        j=j+nrbit(k);
        k=k+1;%indice associe au nbrvar
    end

end

%*****
cost(1:popsiz)=0;
%*****%Calculer Fitness de la génération gen=1
for i=1:popsiz
    Kp=popdec(i,1);Kd=popdec(i,2);Ki=popdec(i,3);
    sim('panneau');
    %Avec Technique de Fitness
    cost(i)=1/(1+sum(abs(e)));
end
%*****
[cost,index]=sort(cost,'descend'); % max cost en element 1
pop=pop(index,:); % sort la pop associe à cost
popdec=popdec(index,:); % sort la pop associe à cost
%*****
maxc(1:maxgen)=0;
[maxc(1),indice]=max(cost); %
solution(1:maxgen,1:nbrvar)=0;
solution(1,:)=popdec(indice,:);%sauvegarder la solution associe au maxcost
%*****
%*****
for gen=2:maxgen    %Critère d'arrêt
    %la selection par roue de fortune
    popnew=0*pop;
    for k=1:popsiz
        probs=cost/sum(cost);
        r=rand;s=0;szp=length(probs);
        for i=1:szp%choisir au plus 1 père
            s=s+probs(i);%probabilité cumulé
            if r<s
                popnew(k,:)=pop(i,:);
                cost(i)=0;
                %probs(i)=0;%supprimer la case choisi
                break%sortir de for
            end
        end
    end

end

end
pop=popnew;
%*****
%Croisement selon une prob dynamique
probc=exp(-(gen-2)/maxgen);%la prob en fonction de generation courante
k=popsiz-1;%les 2 derniers lignes%traiter 2 par 2

```

```

i=1;
while i<=k
r=rand;
if r<=probc %fair le croisement entre 2 pères (2 lignes)
    set=ceil(rand*N);%site de croisement
    pop(k:k+1,:)=pop(i:i+1,:);%remplacer dans les derniers 2lignes
    pop(k:k+1,:)=pop(k:k+1,1:set)
flipud(pop(k:k+1,set+1:end));%permutation
    k=k-2;
end
i=i+2;
end
%*****
%mutation selon une prob dynamique,soit existe ou no,pour chaque bit
probm=exp(0.5*(gen-2)/maxgen)-1;%la prob en fonction de generation courante
for i=1:popsiz
    for j=1:N
        r=rand;
        if r<=probm %fair la mutation

                pop(i,j)=not(pop(i,j));

        end
    end
end
%*****
%décodage en réel pour calculer cost%Fitness
for i=1:popsiz
    k=1;j=1;
    while j<=N
        pr=pop(i,j:j+nrbit(k)-1);
        pr=num2str(pr);
        dicpr=bin2dec(pr);%décodage
        popdec(i,k)=varmin(k)+(((varmax(k)-varmin(k))/(2^nrbit(k))-
1)).*dicpr);

        j=j+nrbit(k);
        k=k+1;%indice associe au nbrvar
    end
end

end
%*****Calculer Fitness
for i=1:popsiz
Kp=popdec(i,1);Kd=popdec(i,2);Ki=popdec(i,3);
sim('panneau');
%Avec Techniques de Fitness
cost(i)=1/(1+sum(abs(e)));
end
%*****
[cost,index]=sort(cost,'descend'); % max cost en element 1
pop=pop(index,:); % sort la pop binaire associe a cost
popdec=popdec(index,:); % sort la pop réel associe a cost
[maxc(gen),indice]=max(cost); %
solution(gen,:)=popdec(indice,:);%sauvegarderla solution associe au maxcost
end
%*****
[maxcost,indice]=max(maxc)%best of the best%%indice represente la
génération i
solutionfin=solution(indice,:)
%*****

```

```
Kp=solutionfin(1);Kd=solutionfin(2);Ki=solutionfin(3);  
sim('panneau');  
t=0:50;  
figure(1)  
plot(t,y)  
figure(2)  
plot(t,e)
```

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Florida Solar Energiev Centre "Grid Connected photovoltaic System Design Review and Approval" Operations ET Procedures. Version 5, August 2002.
- [2] Corinne Alonso, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie," Thèse HDR, Université TOULOUSE III, Décembre 2003.
- [3] Henry Mathieu, Hervé Fanet, *Physique des semiconducteurs et des composants électronique*, 6^e édition, DUNOUD, Paris, 2009.
- [4] A. BORNANI "Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire". Mémoire de Magister en électrotechnique, Option Modélisation et commande des machines électriques, Constantine (Algérie) May 2009.
- [5] Dahbi " Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome" Mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [6] K. Sobaihi. "Etude et réalisation d'un hacheur du point de puissance maximale (MPPT) à contre réaction de tension", Mémoire de Magistère, ENP, Algérie.
- [7] C. Boccaletti, G. Di Grazia, G. Fabbri, E. Nisticò "Energy models for standalone power systems", Department of Electrical Engineering - University of Rome 'la Sapienza', Rome, Italy.
- [8] A. Bouden "Analyse Optimisée de système de pompage photovoltaïque", Mémoire de magistère, Option Instrumentation, Constantine (Algérie), 2008.
- [9] A. Saadi "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque", mémoire de magister en électrotechnique, université Mohammed Khider, Biskra, 2001.
- [10] D. Sera, T. kerekes, R. Teodorescu, F. Blaabjerg. "Improved MPPT algorithms for rapidly changing environment conditions", Aalborg University. Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark. Powertech, 2009 IEEE Bucharest.
- [11] H. Rezzouk "Simulation et implémentation d'algorithmes de recherche du point de maximum de puissance pour un système PV sur un circuit FPGA", Mémoire de Magistère en électronique, Option Composants et matériaux de l'électronique Université de Jijel (Algérie) 2010.

- [12] L. Zarour, "*Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie*", Mémoire de magister en électrotechnique, université mentouri de Constantine, 2005.
- [13] J. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy "*Le Pompage Photovoltaïque*", Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.
- [14] M. Angel Cid Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques point Tracking Techniques", *IEEE Transaction on Energie Conversion*, Vol.22, N°2, Juin 2007.
- [15] Cédric Cabal, "*Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*", Thèse doctorat, Université TOULOUSE III, Décembre 2008.
- [16] J. H. Holland, "*Adaptation in natural and artificial systems*", University of Michigan, Ann Arbor, 1975..
- [17] Belhaj Mohammed, "*Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*," Mémoire de Magister, Option : Microélectronique-Photovoltaïque, Centre Universitaire De Bechar, Algérie, 2008
- [18] Guy Chateigner, Daniel Bouix et al., "*Manuel de génie électrique*" DUNOUD, Paris, 2007
- [19] Faiza Belhachat, "*Commande neuro-floue d'un hacheur MPPT*," Mémoire de Magister, Option : Électricité solaire, École nationale polytechnique, Algerie, Juin 2007.
- [20] Trishan Efram, Patrick L. Chapman, "*Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques*," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, June 2007, Vol. 22, pp. 439-449
- [21] David E. Goldberg, "*Algorithmes génétiques : Exploration, optimisation et apprentissage automatique*", Addison-Wesley, 1994.
- [22] Z. Michalewics, "*Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*", Springer Verlag. 3rd Edition, 1999.
- [23] Lance Chambers, "*The practical handbook of genetic algorithms: Applications*", Second Edition, Chapman & Hall/CRC, 2001.
- [24] A. Soukkou, "*Modélisation & Commande des systèmes Industriels Complexes par les Techniques Intelligentes*", Thèse de Doctorat, Département d'Electronique, Université de Sétif, Octobre 2008. <http://www.tesionline.com/intl/thesis.jsp?id=34267>

- [25] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", Solar energy materials and solar cells, volume 90. 6 July 2006, pages 1555-1578.
- [26] T. Eram, Patrick L. "Comparison of photovoltaic Array Maximum Power point Tracking Techniques". IEEE Transaction on Energie Conversion, vol.22, N°2, juin 2007.
- [27] Datasheet du module PV BP SX 120 S.